

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

А.Ф. Гетман

**КОНЦЕПЦИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
«ТЕЧЬ ПЕРЕД РАЗРУШЕНИЕМ»
ДЛЯ СОСУДОВ И ТРУБОПРОВОДОВ
ДАВЛЕНИЯ АЭС**

Гетман А.Ф. Концепция безопасности «течь перед разрушением» для сосудов и трубопроводов давления АЭС. — М.: Энергоатомиздат, 1999. — 258 с. — ISBN 5-283-031151-9

Обобщены теоретические и экспериментальные результаты исследований, а также практический опыт работ, связанных с применением концепции «течь перед разрушением» для обеспечения безопасности сосудов и трубопроводов давления АЭС у нас в стране и за рубежом.

Для научно-технических работников и инженеров, работающих в области обеспечения безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. Полезна также студентам соответствующих специальностей вузов.

Табл. 51. Ил. 144. Библ.: 104 назв.

Монография написана при участии доктора техн. наук, проф. Е.М. Морозова и канд. техн. наук В.Т. Сапунова — разд. 1.7; инж. Н.Д. Шемятовской — разд. 2.3; канд. техн. наук Ю.Г. Драгунова — разд. 2.5; канд. техн. наук Е.И. Мамаевой и И.М. Рафаловича — разд. 2.6; доктора техн. наук, проф. В.М. Маркочева и канд. техн. наук В.Ю. Гольцева — разд. 2.7; доктора техн. наук А.В. Судакова — разд. 2.8; зам. гл. инж. Кольской АЭС Ю.Н. Пыткина, зам. гл. инж. Нововоронежской АЭС В.Ф. Лоскутова и канд. техн. наук В.Г. Васильева — разд. 2.10 и 2.15; канд. техн. наук Н.Н. Давиденко, инж. Б.Н. Лукаевича, зам. гл. инж. Балаковской АЭС В.Ф. Погорелова — разд. 3.1.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Существует мнение, что уровень надежности и безопасности эксплуатации элементов конструкций определяется проектом и качеством изготовления. Во время эксплуатации этот уровень меняется только в худшую сторону в связи с деградацией конструкции, старением металла и другими процессами.

В действительности, опыт эксплуатации, в частности, элементов конструкций атомных электростанций (АЭС), свидетельствует об обратном. На этапе эксплуатации можно существенно улучшить характеристики надежности и безопасности. Обобщая опыт эксплуатации и учитывая новейшие научно-технические достижения, эксплуатирующая организация концерн Росэнергоатом проводит систематические и планомерные работы на АЭС, способствующие повышению надежности и безопасности их эксплуатации.

Одним из примеров таких работ является предлагаемая вниманию специалистов монография, в которой изложены методы и технологии обеспечения безопасности эксплуатации главных трубопроводов АЭС на основе концепции «течь перед разрушением» (ТПР). Описанные методы и технологии впервые в России (и в странах СНГ) реализованы на 4 блоках АЭС с реакторами ВВЭР-440 первого поколения (I, II блоки Кольской АЭС и III, IV блоки Нововоронежской АЭС). Указанные блоки выбраны не случайно, а в связи с тем, что они имеют наибольшие сроки наработки среди всех блоков, находящихся в эксплуатации в России. В результате применения новой технологии обеспечения безопасности эксплуатации, основанной на концепции ТПР, удалось существенно повысить надежность и безопасность эксплуатации главных трубопроводов этих реакторов, доведя их до приемлемого уровня, превышающего рекомендации МАГАТЭ.

Достоинством монографии является то, что в ней обобщен не только отечественный опыт практической реализации концепции ТПР, но и опыт США, Германии, Франции и других стран.

Результаты исследований, рассмотренные в монографии, получены при совместной работе специалистов российских институтов, организаций и АЭС, а также благодаря международному сотрудничеству, организованному концерном Росэнергоатом в рамках программы TASIC и других программ.

Монография представляет интерес не только для специалистов в области эксплуатации АЭС, но и для специалистов проектных, конструкторских и технологических организаций и институтов.

*Директор по ядерной безопасности
и ядерной технологии концерна
Росэнергоатом*

Б.В. Антонов

ПРЕДИСЛОВИЕ

Области практического применения прикладной механики разрушения разнообразны и с каждым годом расширяются. Одной из таких областей являются исследования в рамках концепции «течь перед разрушением» (ТПР).

Практические успехи в использовании концепции ТПР были бы невозможны без фундаментальных исследований в области нелинейной механики разрушения, проведенных в 70—80-е годы, как в нашей стране, так и за рубежом. Особенно это важно для трубопроводов АЭС, которые в подавляющем числе случаев находятся во время эксплуатации в вязком или квазихрупком состоянии.

Указанные фундаментальные результаты механики разрушения нашли в сжатой форме отражение в монографии.

Достоинство монографии также в том, что в ней специфические исследования прочности и разрушения высоконапряженных трубопроводов давления АЭС увязаны с общей системой обеспечения безопасности реакторной установки. Обобщение отечественного и зарубежного опыта работ позволяет лучше оценивать достигнутый уровень и определять направления дальнейших исследований. Одним из таких направлений, очевидно, является создание унифицированных технологий исследований и работ, включающих как экспериментально-аналитические методы исследований механики разрушения и теплогидравлики, так и компьютерные программы, позволяющие в промышленном масштабе быстро и экономично внедрять системы безопасности на основе концепции ТПР.

Указанная задача будет решаться быстрее и эффективнее при тесной кооперации усилий исследовательских и инженерных коллективов как внутри России, так и по линии международного сотрудничества. Примером такого сотрудничества является упомянутая в монографии Международная исследовательская группа по прочности трубопроводов (IPIRG), созданная под эгидой U.S. NRC и Баттеллевского института (США).

Полезность книги несомненна для специалистов, работающих в области безопасности атомных электростанций, нефте-, газо- и продуктопроводов, тепловых электростанций, сосудов и трубопроводов в химической и космической промышленности.

*Член-корреспондент Российской
Академии наук*

Н.А. Махутов

Принятые сокращения

ТПР	— течь перед разрушением
АЭС	— атомная электростанция
ВВЭР	— водо-водяной энергетический реактор
РБМК	— реактор большой мощности канальный
PWR	— реактор с водой под давлением
ГЦТ	— главный циркуляционный трубопровод
КО	— компенсатор объема
ПГ	— парогенератор
ТВЭЛ	— тепловыделяющий элемент
ТОТ	— теплообменная трубка
ВТК	— вихретоковой неразрушающий метод контроля
ПГМК	— пневмогидравлический метод контроля плотности ТОТ (аквариумный метод)
САОЗ	— система аварийного охлаждения зоны
ГИ	— гидроиспытания
НУЭ	— нормальные условия эксплуатации
АС	— аварийная ситуация
МПА	— максимальная проектная авария
МРЗ	— максимальное расчетное землетрясение
Ду	— диаметр установленный, мм
ОПБ	— основные положения обеспечения безопасности АЭС
GRS	— Общество безопасности реакторов
NRC	— Комитет по надзору за ядерной безопасностью
ГАН	— Госатомнадзор РФ
НТЦ ГАН	— Научно-технический центр ГАН РФ
МАГАТЭ	— Международное агентство по атомной энергии
КЕС	— Комиссия Европейского Сообщества
НТД	— нормативно-технический документ
НВАЭС	— Нововоронежская АЭС
КолАЭС	— Кольская АЭС
БалАЭС	— Балаковская АЭС

ВВЕДЕНИЕ

Концепция «течь перед разрушением» (ТПР) появилась почти одновременно с возникновением прикладной механики разрушения. Она была сформулирована [1] как концепция конструирования сосудов давления, при котором полному разрушению сосуда предшествовала бы течь через относительно устойчивую сквозную трещину.

Прогнозирование состояния сосуда давления в рамках концепции ТПР требовало точных методов расчета, основанных на убедительных экспериментальных данных. Ведь речь шла, фактически, о стадии развитого процесса разрушения конструкций. А вся практика инженерных расчетов конца 50—60-х годов допускала работу только в области упругих деформаций (рис. 1, область 1). Исключение составляли высоконагруженные элементы конструкций, работающие либо с малым ресурсом эксплуатации, либо в области высоких температур и напряжений, при которых протекают процессы ползучести.

Более 20 лет потребовалось, чтобы концепция ТПР вошла в повседневную практику инженерных расчетов.

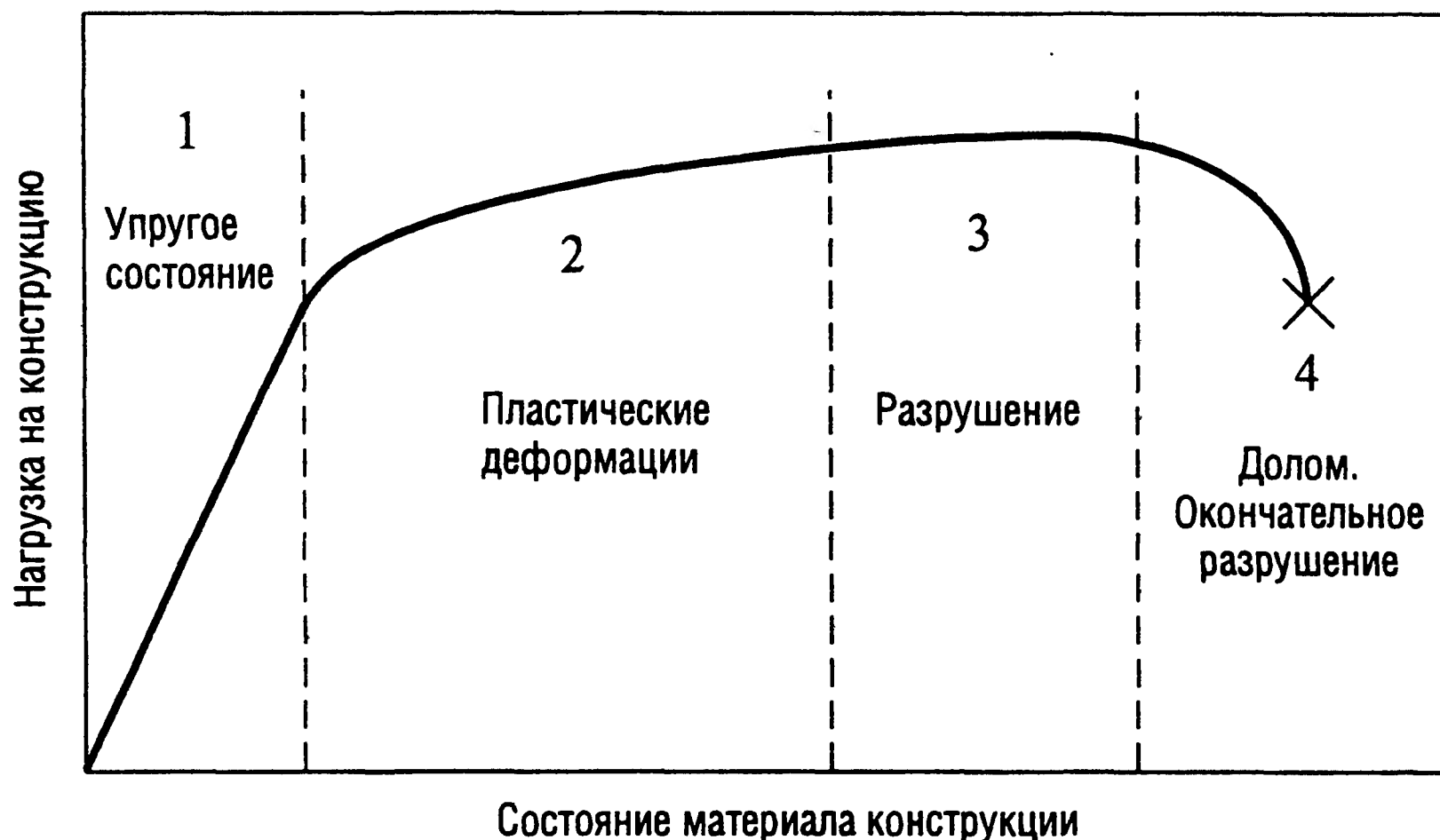


Рис. 1. Зависимость состояния конструкции от нагрузки (схематически изображен частный случай, реализуемый при одноосном нагружении; четыре области, указанные на диаграмме, существуют в общем случае вне зависимости от вида напряженного состояния и типа конструкции)

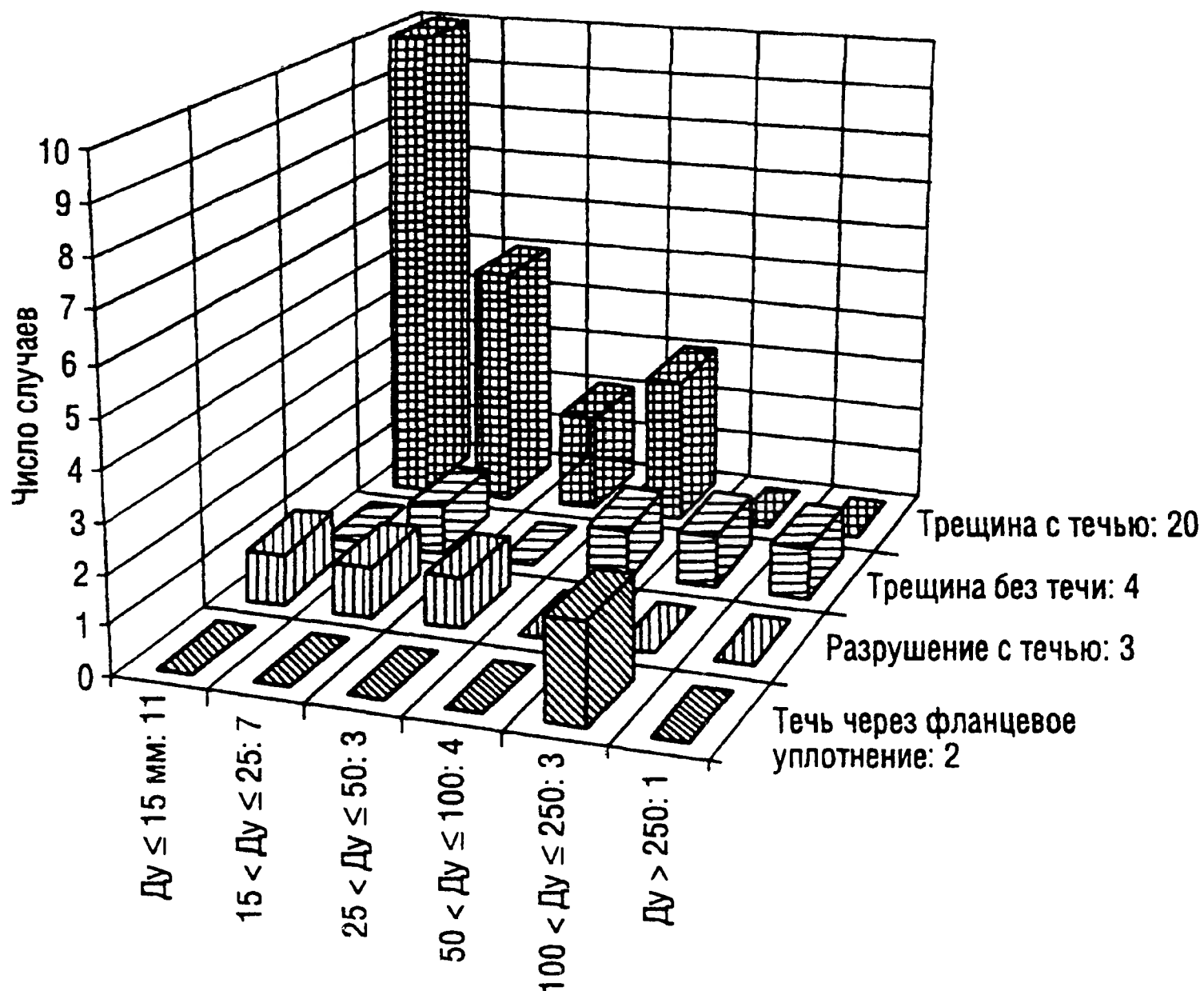


Рис. 2. Типы повреждения трубопроводов первого контура на АЭС с реакторами PWR

В атомной энергетике концепцию ТПР начали применять в ФРГ [2] и США [3] в 80-х годах для обеспечения безопасности эксплуатации главных трубопроводов реакторов АЭС на стадии конструкторских работ. При этом в ФРГ эта концепция известна как концепция предупреждения разрушения.

С тех пор интерес к проблеме обеспечения безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР постоянно возрастает во всем мире, что подтверждают не только рост публикаций и международные конференции [4, 5]. Опыт эксплуатации сосудов и трубопроводов давления свидетельствует о необходимости применения концепции ТПР. На рис. 2—4 показаны статистические данные, полученные Шульцем [6] для трубопроводов АЭС с реакторами типа PWR.

Как видно из приведенных данных, для трубопроводов с $Ду < 100$ мм стадии разрушения с образованием трещин с течью (сквозные трещины) или без течи являются достоверными событиями для рассмотренного массива АЭС. Очевидно, вероятность событий с разрушением трубопроводов $Ду > 100$ мм хотя и меньше 1, но близка к ней.

Опыт эксплуатации трубопроводов большого диаметра на теп-

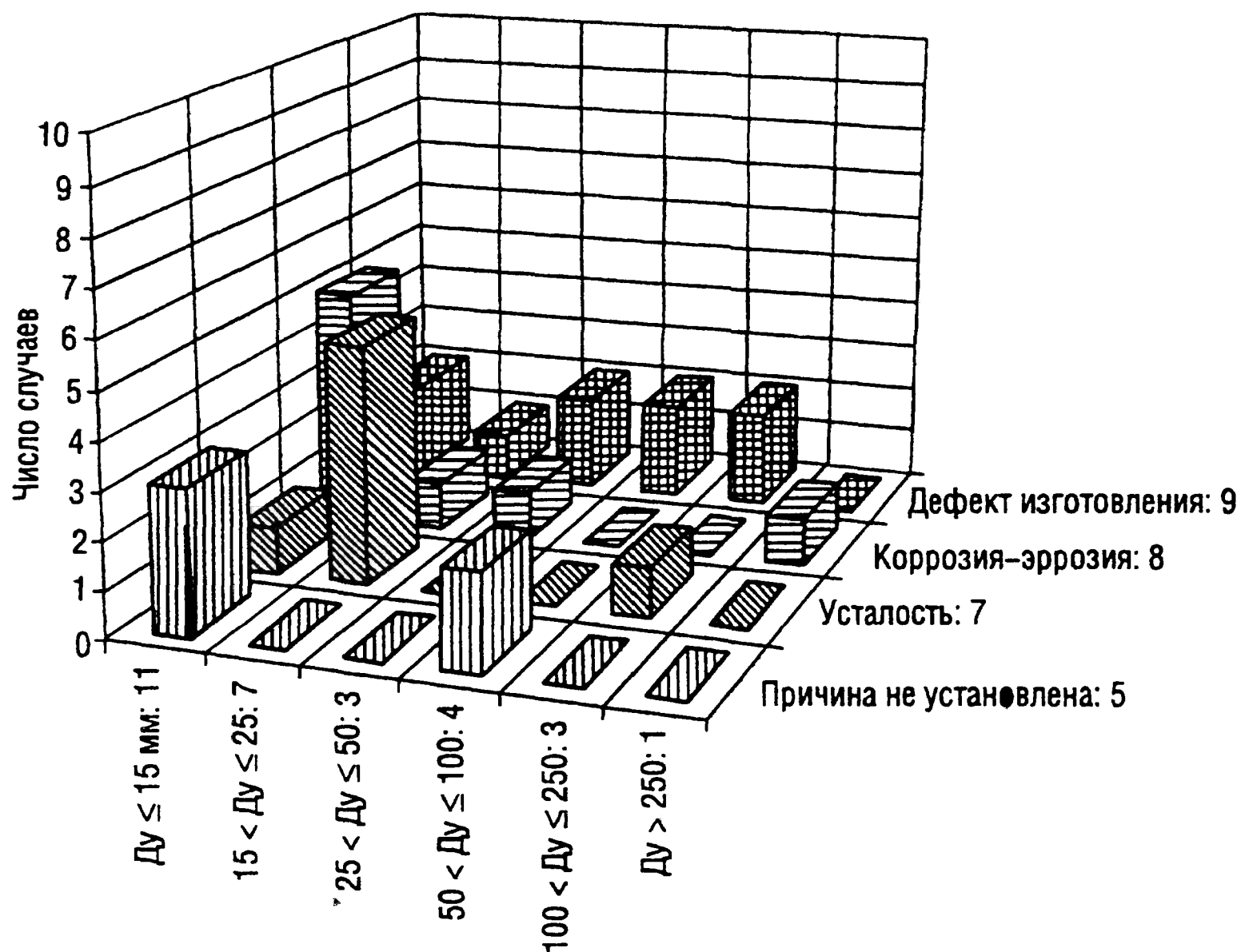


Рис. 3. Причины повреждения трубопроводов первого контура на АЭС с реакторами PWR

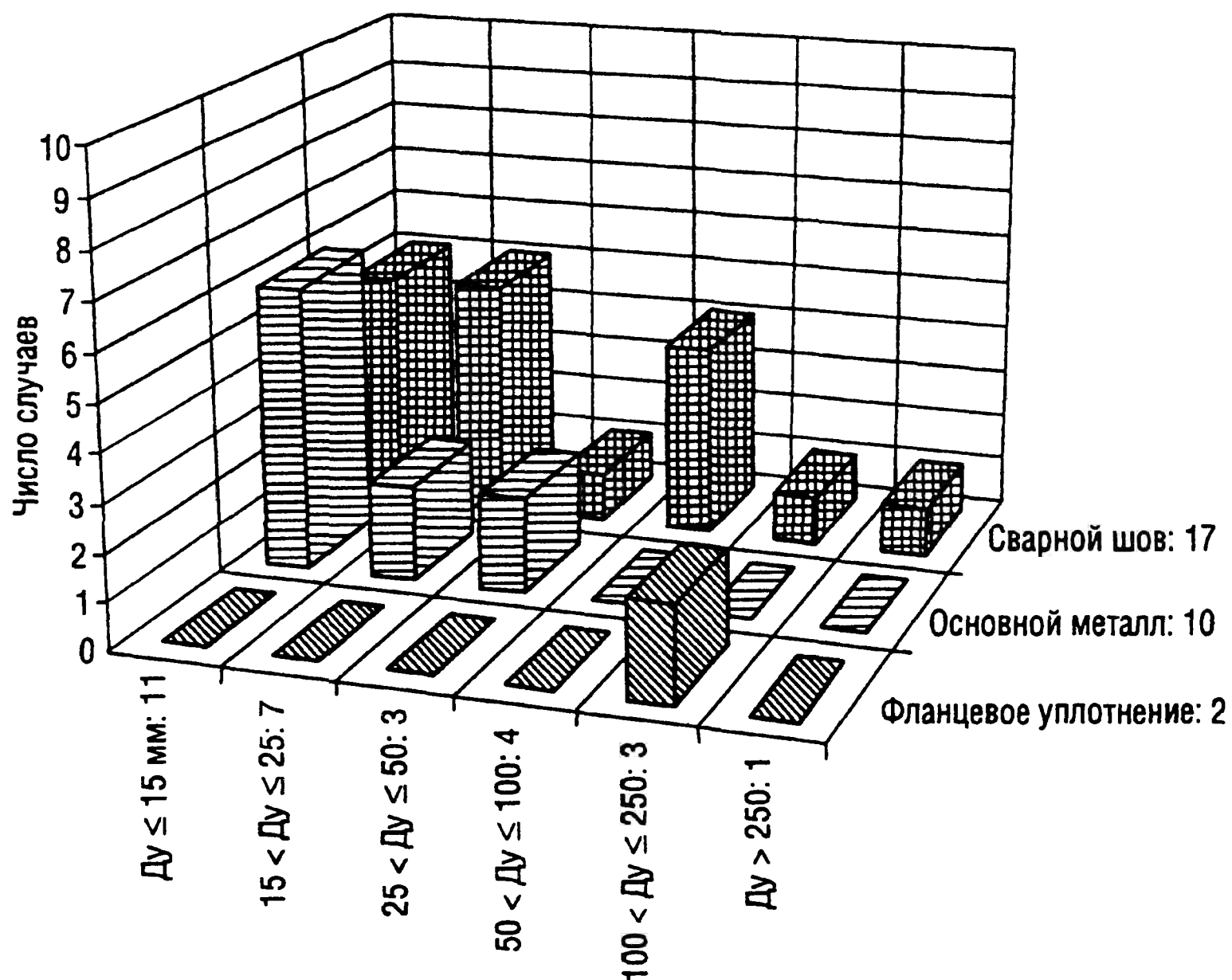


Рис. 4. Место расположения повреждения трубопроводов первого контура на АЭС с реакторами PWR

Таблица 1. Трубопроводы реакторов АЭС, течь перед разрушением для которых доказана по данным USNRC по состоянию на август 1995

Трубопровод	Число блоков, для которых доказана применимость ТПР
ГЦТ	76
Дыхательные трубопроводы КО	12
Накопительные трубопроводы аварийного впрыска	10
Линии отвода остаточного тепла	6
Трубопроводы аварийного впрыска	1
Байпасные трубопроводы петель охлаждения реактора	5

ловых электростанциях показывает, что их внезапное разрушение — весьма частое явление и нередко сопровождается человеческими жертвами. В работе [14], например, отмечено 8 случаев взрывов сосудов давления большого размера на тепловых электростанциях.

В США ведется систематическая планомерная работа по обеспечению безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР. Результаты этой работы приведены в табл. 1 [7] для АЭС, находящихся в эксплуатации. Новые АЭС проектируются с учетом концепции ТПР для всех трубопроводов, важных для безопасности и имеющих диаметр более 150 мм. Это же требование принято также и для совместного франко-германского реактора нового поколения [8].

В России также возрастает интерес к применению концепции ТПР.

В середине 80-х годов перед нами была поставлена задача обеспечения безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР для действующих реакторов ВВЭР-440 первого поколения*. Уже в 1988 г. был завершен первый этап исследований, в рамках которого разработаны методология и методы исследований, учитывающие специфику этапа эксплуатации спроектированной без учета концепции ТПР конструкции трубопровода [9]. Была показана также принципиальная применимость концепции ТПР для ГЦТ реакторов ВВЭР-440. По результатам первого этапа были приняты принципиальные решения о направлениях реконструк-

* Одним из активных авторов идеи обеспечения безопасности эксплуатации ГЦТ АЭС на основе концепции ТПР был заместитель министра атомной энергетики СССР Л.А.Лапшин.

ции блоков АЭС с ВВЭР-440 первого поколения в целях повышения их безопасности.

Основная отличительная особенность разработанных методологии и методов [9, 10 и др.] заключалась не только в том, что они направлены на повышение надежности и безопасности эксплуатации уже спроектированных без учета концепции ТПР и находящихся в эксплуатации конструкций трубопроводов, но и в том, что они были разработаны на основе системного подхода к проблеме безопасности и включали системные методы анализа, в том числе количественные вероятностные методы оценки надежности трубопроводов.

Справедливость полученных нами результатов исследований в рамках концепции ТПР была подтверждена международной экспертизой результатов исследований комиссией МАГАТЭ [11], верификацией результатов и дополнительными исследованиями, проведенными временной рабочей группой специалистов из ЭДФ (Франция), Сименс (ФРГ) и Фраматом (Франция) под руководством Г. Бартоломе в рамках программы TACIS-91.

Приведенные в настоящей монографии результаты обобщают более чем 10-летние теоретические и экспериментальные исследования в рамках концепции ТПР с учетом зарубежного опыта, в том числе отраженного в трудах состоявшейся в 1995 г. во Франции Международной конференции «Течь перед разрушением в сосудах и трубопроводах атомных реакторов» [4].

В ходе выполнения работ нам была оказана техническая и другая поддержка различными организациями. Ряд важных материалов, напрямую не вошедших в настоящую монографию, но без которых было бы невозможно практическое применение концепции ТПР на НВАЭС и КоЛАЭС, были представлены ОКБ «Гидропресс» (Л.М. Соков и др.), Атомэнергопроект (В.А. Володин, Ю.К. Амбриашвили, С.Л. Белохин и др.), НИКИМТ (М.В. Григорьев и др.), РИСХМ (В.Ф. Лукьянов, В.П. Головин). Всем им автор выражает благодарность.

Автор выражает благодарность также сотрудникам Кольской АЭС (В.Н. Ловчеву, В.Р. Резнику и др.), Нововоронежской АЭС (Л.М. Сливкину, С.А. Чепурову и др.), концерна Росэнергоатом (Б.В. Антонову, Ю.В. Копьеву, А.Н. Шкаровскому, А.М. Кириченко и др.), ВНИИАЭС (В.Ю. Зубову, Ю.Н. Козину, В.Б. Кириллову, А.Е. Полякову, В.Е. Шведову, А.Ю. Бородиной, Л.Б. Соболевой, Р.К. Кузнецову, Л.Н. Лютовой, Ю.А. Янченко и др.)

Лучшему пониманию вопросов безопасности способствовали

обсуждения проблемы с сотрудниками Госатомнадзора РФ (А.В. Просвириным, А.Т. Гуцаловым, С.А. Адамчиком), НТЦ Госатомнадзора РФ (Н.И. Карпуниным), Международного центра безопасности в атомной энергетике (С.Е. Бугаенко).

Авторы выражают благодарность специалистам-экспертам из ФРГ (Г. Бартоломе, Р. Веляйну и др.), из Франции (К. Фейди, К. Франко), из Чехии (И. Ждяреку).

Автор выражает благодарность также всем тем многочисленным специалистам и техническим работникам, которые принимали участие или оказывали содействие в выполнении работ, но перечислить которых не позволяют рамки настоящей монографии.

Глава 1. Теоретические основы концепции ТПР

1.1. Основные понятия и принципы

Если в конструкции имеется трещина или объемный дефект технологической природы (непровар, несплавление и т.п.) эти дефекты всегда будут схематически представляться как трещины. Обусловлено это тем, что трещина является самым опасным дефектом сплошности материала и такой подход автоматически обеспечивает консервативность анализа. Кроме того, объемные и плоские дефекты сплошности могут иметь на своих краях острые микронадрывы, микротрещины, что приближает их поведение к поведению трещин.

Трещину будем представлять эллипсом с малой полуосью, равной $2a$, и большой полуосью, равной $2c$.

По месту расположения и ориентации трещина может быть поверхностной и подповерхностной (рис. 5, $a—в$), сквозной (рис. 5, $г$), несквозной (рис. 5, $а—в$), ориентированной вдоль оси трубопровода (рис. 5, $а—г$) или поперек нее (рис. 5, $д$). Длина поперечной трещины в некоторых случаях может быть охарактеризована углом 2ϕ (рис. 5, $д$).

Трещина может быть развивающаяся и неразвивающаяся. Развивающаяся в эксплуатации трещина может медленно увеличивать свои размеры, если в вершине трещины происходят процессы разрушения, например, по механизмам усталости, коррозионного растрескивания.

Медленный рост трещины в условиях реальной эксплуатации может окончиться достижением трещиной критических размеров, после чего трещина переходит в стадию быстрого неустойчивого развития, которая может вызвать окончательное разрушение конструкции. На рис. 6 схематически показаны стадии медленного устойчивого и быстрого неустойчивого развития трещины.

Все возможные критические размеры трещины заданной ориентации и типа можно изобразить соответствующей диаграммой (рис. 7).

Для трубопровода, для которого диаграмма критических размеров трещин характеризуется кривой 3, сквозных устойчивых трещин быть не может, следовательно, не может быть и течи перед окончательным разрушением. Такие трубопроводы разруша-

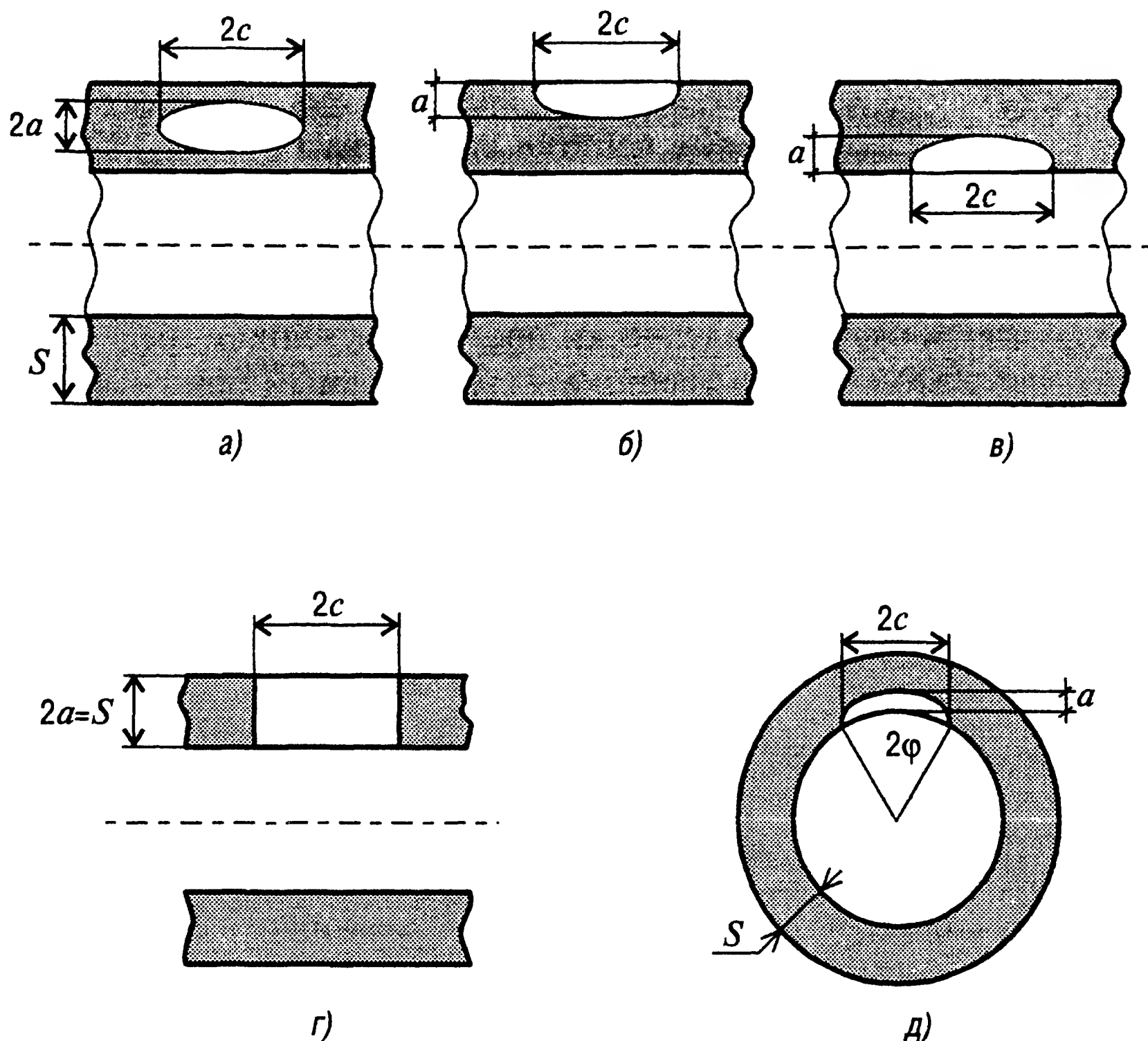


Рис. 5. Различные типы трещин:
 a — продольная подповерхностная; $b, в$ — продольные поверхностные;
 $г$ — продольная сквозная; $д$ — поперечная поверхностная несквозная

ются в эксплуатации как бы внезапно, так как обнаружить проявления начальной стадии разрушения визуальным образом практически невозможно.

Для трубопровода, для которого диаграмма критических размеров трещин характеризуется кривой 2, возможно существование устойчивых сквозных трещин (кривая 1). Следовательно, обеспечение безопасности эксплуатации таких трубопроводов на основе концепции ТПР возможно.

Если сосуд давления или трубопроводная система обладает малым запасом внутренней упругой энергии, невозможность полного разрушения такой конструкции с появлением устойчивой сквозной трещины обеспечивается быстрым падением внутреннего давления P . Это происходит вследствие истечения содержимого сосуда или трубопровода (рис. 8). Реализация такой схемы



Рис. 6. Две стадии разрушения конструкции в зависимости от скорости развития трещины

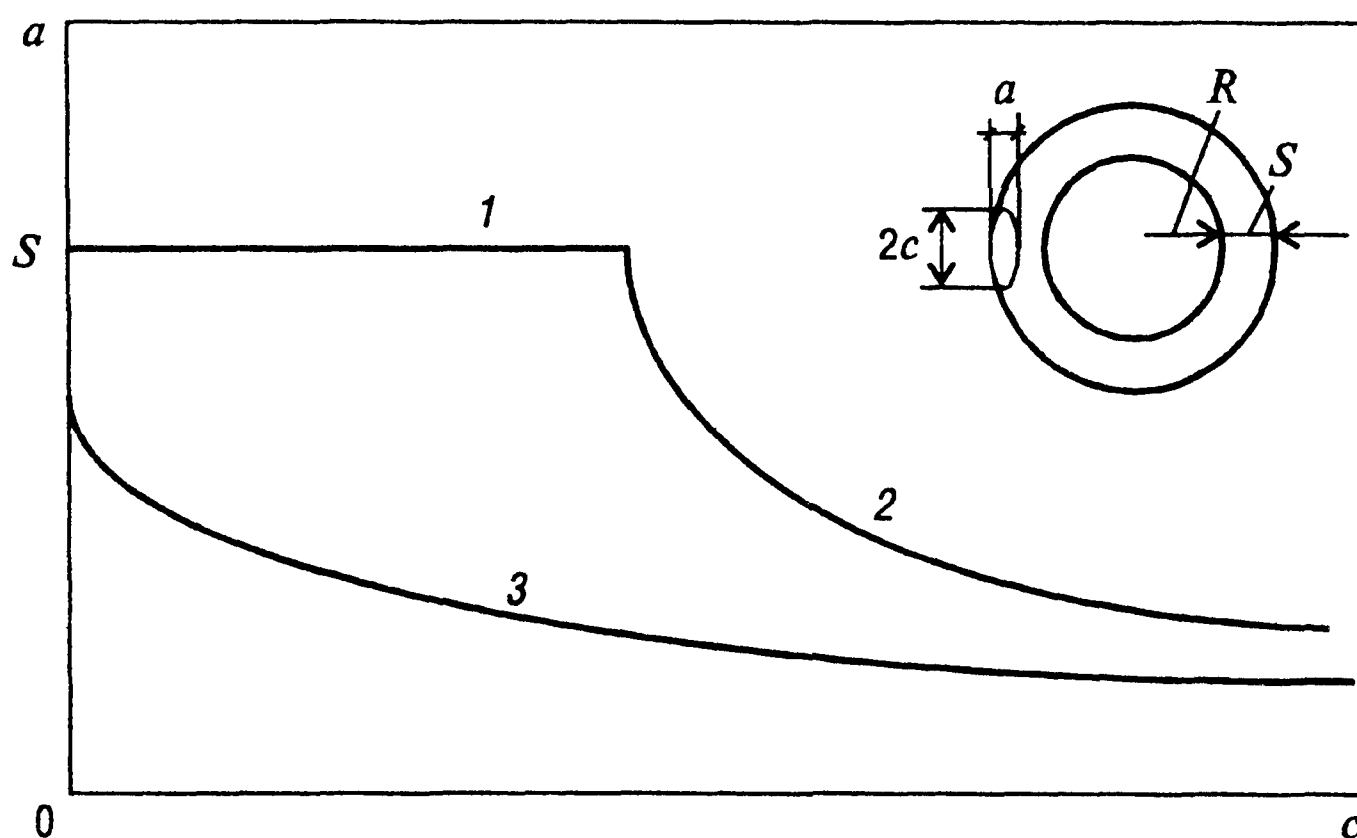


Рис. 7. Диаграмма критических размеров поперечных трещин для трубопроводов двух типов:

1 — сквозные устойчивые трещины (для трубопровода может быть реализована концепция ТПР); 2 — несквозные трещины критических размеров (для трубопровода может быть реализована концепция ТПР); 3 — несквозные трещины критических размеров (для трубопровода концепция ТПР реализована быть не может)

возможна для сосудов и трубопроводов с небольшим внутренним объемом, заполняемым жидкостью.

Для первого контура энергетической реакторной установки такая схема реализации концепции ТПР невозможна как вследствие больших объемов установки, наличия паровой фазы в системе компенсации давления (для реакторов типа ВВЭР, РWR), так

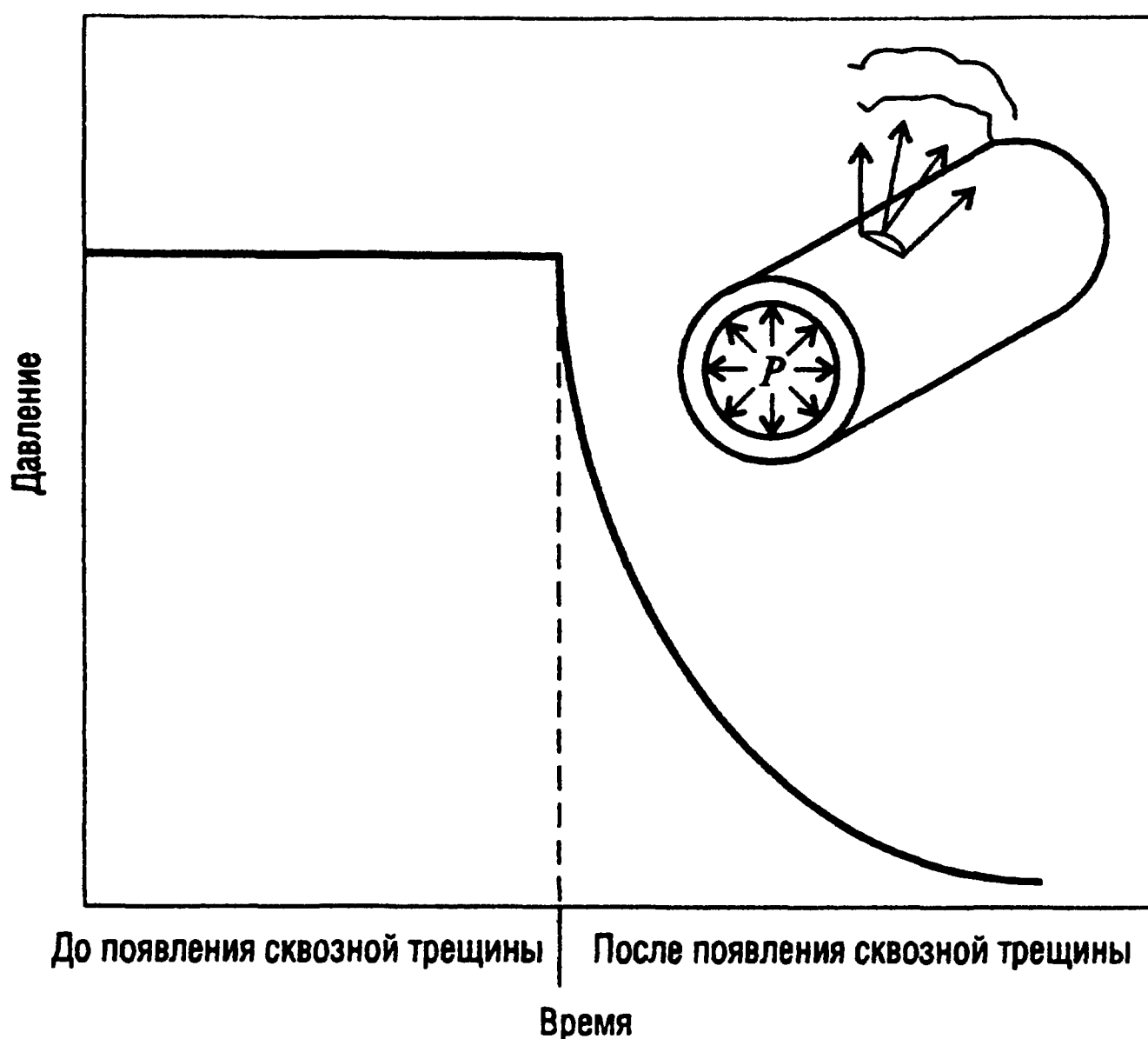


Рис. 8. Изменение внутреннего давления в сосуде до и после появления сквозной трещины при малом запасе внутренней энергии

и вследствие высокой температуры теплоносителя (воды), значительно превышающей температуру его кипения при нормальном давлении. В этом случае необходима специальная система обратной связи, которая позволяла бы фиксировать возникновение течи через сквозную трещину и обеспечивала прекращение эксплуатации. На АЭС такая система обратной связи может быть реализована в виде прибора для контроля течи; нормативного документа, определяющего действия персонала при появлении течи; персонала; действий персонала, направленных на останов реактора (рис. 9).

С учетом изложенного выше можно дать следующее определение концепции ТПР.

Концепция ТПР — это совокупность принципов конструирования сосудов и трубопроводов давления, включающая принцип достаточной трещиностойкости материала конструкции, обеспечивающей возможность существования устойчивых сквозных трещин при заданных условиях эксплуатации, и принцип обратной связи, обеспечивающей прекращение эксплуатации конструкции при появлении в ней течи через сквозную устойчивую трещину, практическая реализация которых позволяет исклю-

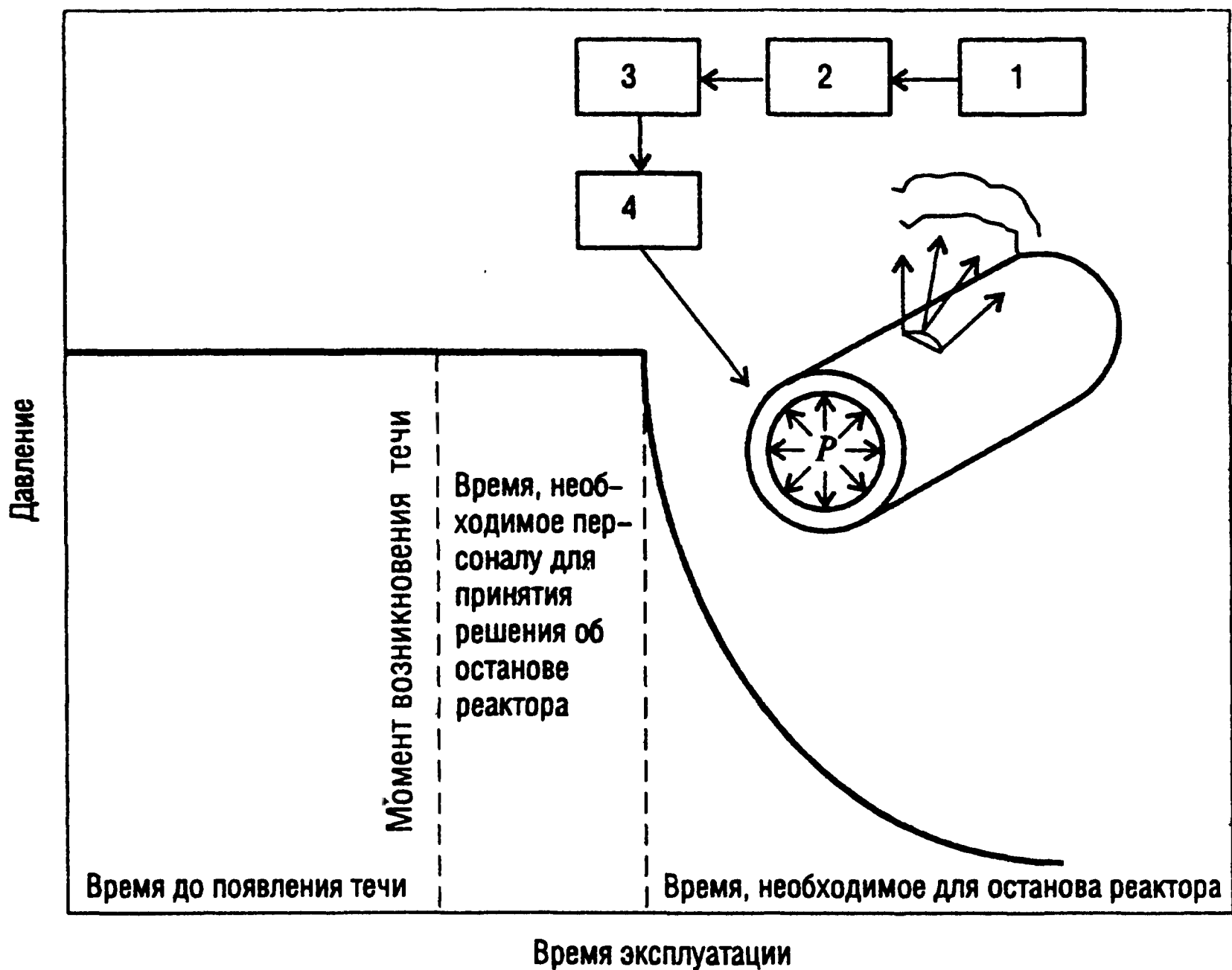


Рис. 9. Схема обеспечения безопасности эксплуатации при возникновении течи через устойчивую сквозную трещину:

1 — прибор для регистрации течи; 2 — нормативный документ (инструкция) для персонала при возникновении течи; 3 — персонал; 4 — система управления реактором для его останова

чить полное разрушение сосуда или трубопровода давления и прекратить их эксплуатацию при образовании течи.

Приведенное определение концепции ТПР дано, по-видимому, впервые. Однако оно в концентрированном виде отражает то понимание концепции, которое изложено в работах ее создателя [1] и в нормативных документах [2, 3]. Как показывает анализ трудов конференции, состоявшейся в 1995 г. в Лионе (Франция) и полностью посвященной теоретическим и практическим вопросам применения концепции ТПР, такое понимание концепции ТПР в настоящее время существует в большинстве стран; с полным основанием его можно назвать классическим.

Системный подход к проблеме практического применения концепции ТПР, реализованный в работах [9, 10 и др.], показал, что классическое понимание концепции ТПР обладает недостатками. В рамках указанного подхода были проанализированы различные варианты образования сквозных трещин:

вариант 1 — развитие трещины от максимально возможного в соответствии с НТД дефекта технологической природы;

вариант 2 — развитие трещины от дефекта технологической природы, пропущенного в эксплуатацию из-за несовершенства средств дефектоскопии и существенно превышающего нормы дефектов для изготовления и эксплуатации;

вариант 3 — развитие трещины, зародившейся в эксплуатации в результате недостатков конструирования или эксплуатации;

вариант 4 — развитие трещины в условиях особого поля напряжений.

Если поле напряжений в трубопроводе близко к однородному, развитие трещин от технологического дефекта произойдет так, как показано на рис. 10,а, т. е. произойдет образование течи через устойчивую трещину.

В варианте 2 трещина может развиваться от технологического дефекта протяженной формы. В этом случае достижение трещиной критических размеров и полное разрушение конструкции произойдут без образования течи (см. рис. 10,б).

Вариант 3 предполагает, что в эксплуатации по разным причинам могут возникнуть достаточно протяженные поверхностные трещины (вплоть до кольцевых), развитие которых также приведет к полному разрушению конструкции без течи (см. рис. 10,в).

Во многих случаях в стенках трубопроводов и сосудов давления реализуется относительно однородное поле напряжений. Однако при термопульсациях, термоударах и в некоторых других случаях могут возникать существенные градиенты напряжений в направлении толщины стенки. При этом трещина может иметь направление преимущественного роста не в сторону толщины стенки, а в окружном направлении. При этом (вариант 4) возможно также достижение критических размеров и окончательное разрушение конструкции без течи (см. рис. 10,г).

Таким образом, из четырех рассмотренных вариантов развития трещины только в одном обеспечивается достижение трещиной сквозных размеров с образованием течи и возможностью реализации концепции ТПР в ее классическом понимании,

Практика эксплуатации АЭС подтверждает возможность разрывов трубопроводов без течи (см. рис. 2). Еще чаще подобные ситуации возникают на тепловых электростанциях [14].

Проведенный анализ показывает, что цель, которая ставится в рамках концепции ТПР, и которая заключается в исключении из практики эксплуатации внезапных полных разрушений трубо-

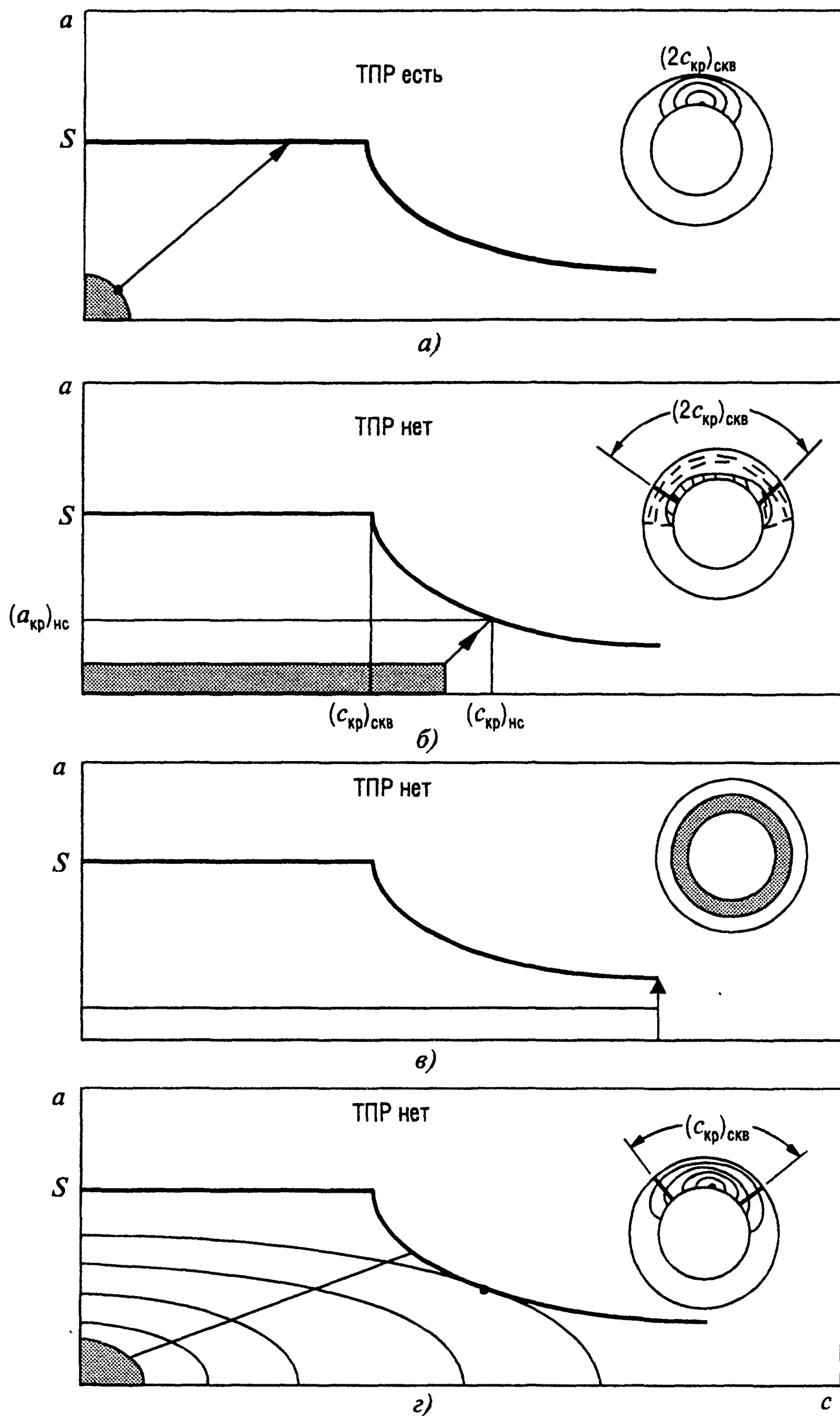


Рис. 10. Различные варианты развития трещины:
 а — развитие трещины от технологического дефекта нормативного размера; б — развитие дефекта от фактического технологического дефекта; в — развитие трещины от кольцевого дефекта; г — развитие трещины в особом поле напряжения

проводов и сосудов давления, при классическом подходе к концепции ТПР полностью не достигается,

С позиций системного подхода можно дать иное определение.

Концепция ТПР — это совокупность принципов конструирования сосудов и трубопроводов давления, включающая принцип достаточной трещиностойкости материала конструкции, обеспечивающий существование в данной конструкции устойчивых сквозных трещин; принцип обратной связи, обеспечивающий прекращение эксплуатации конструкции с появлением течи через сквозную трещину, а также принцип достижения приемлемо малой вероятности разрушения конструкции без течи. Практическая реализация перечисленных выше принципов должна обеспечить условия безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов давления, при которых либо их внезапное полное разрушение исключается полностью, либо вероятность такого события пренебрежимо мала.

Как видно из нового определения концепции ТПР, оно включает классическое определение и содержит дополнительный третий принцип, реализация которого совместно с первыми двумя позволяет достичь приемлемого уровня надежности и безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления.

Примером системного решения вопроса обеспечения безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР являются материалы настоящей монографии (гл. 2 и разд. 3.1).

Рассмотрим место концепции ТПР в сложившейся системе безопасности эксплуатации АЭС.

1.2. Место концепции ТПР в системе обеспечения безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления АЭС

В соответствии с «Основными положениями обеспечения безопасности АЭС» (ОПБ—88) [15] безопасность — это свойство АЭС при нормальной эксплуатации и в случае аварии ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами. Это определение свидетельствует, что под безопасностью в атомной энергетике понимают, прежде всего, ядерную безопасность.

Очевидно, для сосудов и трубопроводов давления первого контура ядерного реактора критерии ядерной безопасности и безопасности эксплуатации в общетехническом смысле совпадают. Главное свойство, которым эти конструкции должны обладать с позиции как ядерной, так и технической безопасности — это

прочность (в более узком смысле целостность или сопротивление разрушению).

В силу того, что требования НТД для АЭС изложены с позиций ядерной безопасности, далее место концепции ТПР в системе безопасности АЭС будет рассмотрено только с позиций ядерной безопасности с учетом ОПБ—88.

На пути распространения ядерного топлива существует несколько так называемых барьеров безопасности (рис. 11).

Из рис. 11 следует, что объектом концепции ТПР являются элементы конструкций 3-го барьера безопасности.

В терминах ОПБ—88 комплекс технических и организационных мер, обеспечивающих на АЭС безопасность эксплуатации на основе концепции ТПР, можно отнести к системе безопасности 2-го класса с защитным и частично локализирующим характером действия, направленного на защиту 3-го барьера безопасности и локализацию аварии в самом ее начале.

Система безопасности, основанная на концепции ТПР (в дальнейшем система безопасности ТПР), включает сосуды и трубопроводы давления первого контура, теплоноситель, обуславливающий термомеханическое и коррозионное воздействие на них, приборы и технические средства контроля течи и состояния трубопроводов, НТД, определяющие действия персонала при контроле и обнаружении течи, технические средства останова реактора при возникновении течи, а также персонал.

Как было показано в разд. 1.1, основная идея концепции ТПР — предупреждение внезапного разрыва сосуда или трубопровода давления. В связи с тем, что в ОПБ—88 внезапный поперечный разрыв главного трубопровода АЭС с образованием двухстороннего истечения теплоносителя постулируется как начало максимальной проектной аварии (МПА), возникает некоторое логическое противоречие между концепцией ТПР, реализация которой исключает возможность внезапного поперечного разрыва трубопровода, и концепцией безопасности, основанной на МПА и постулирующей внезапный полный поперечный разрыв главного трубопровода.

Возникает вопрос: нужно ли при реализации системы безопасности ТПР для главного трубопровода реактора АЭС отказываться от систем безопасности, устанавливаемых на АЭС с учетом концепции МПА?

Прежде, чем ответить на него, необходимо принять во внимание следующие обстоятельства. Во-первых, системы безопасно-

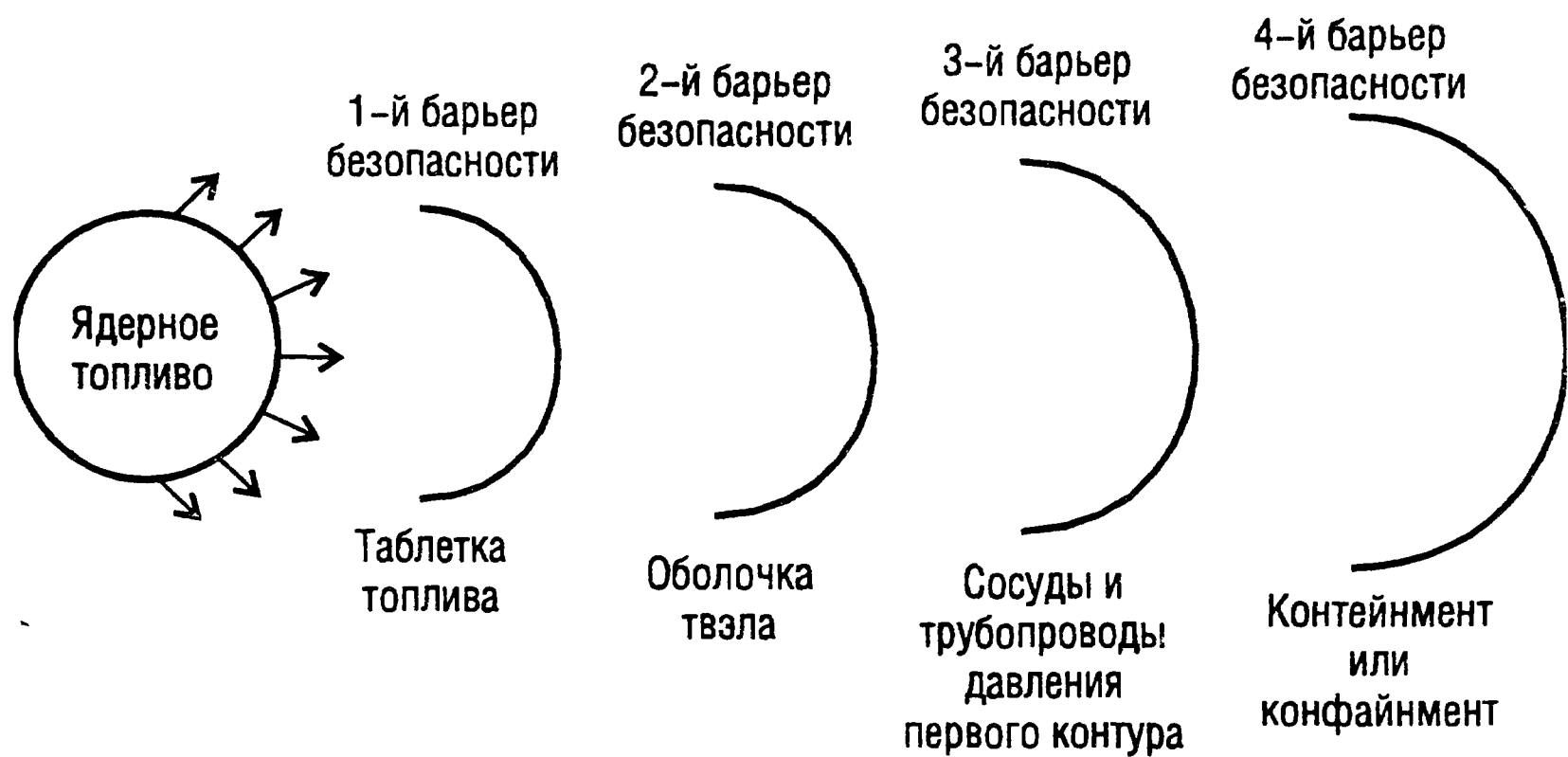


Рис. 11. Барьеры безопасности ядерного энергетического реактора

сти ТПР, защищающие от разрушения 3-й барьер безопасности и локализирующие аварию в самом ее начале (начало течи через трещину) принципиально более эффективно и лучше обеспечивают безопасность по сравнению с системами, ориентированными на развитие аварии и ликвидацию ее последствий. Во-вторых, установка систем безопасности ТПР на блоках АЭС, уже имеющих системы безопасности МПА, экономически выгодна, так как стоимость ликвидации последствий хотя бы одной МПА на одном блоке выше стоимости установки систем безопасности ТПР на 100 блоках АЭС. В третьих, концепция МПА представляет важный и прогрессивный шаг в технологии обеспечения безопасности эксплуатации АЭС, однако, она нуждается в дальнейшем развитии и совершенствовании. Очевидно, постулирование внезапного разрыва трубопровода является просто конструкторским приемом, позволяющим конкретизировать работы по проектированию систем безопасности. В действительности, внезапная разгерметизация первого контура может произойти в других элементах, включая узлы уплотнения (например, на Ровенской АЭС в 1982 г. за 0,5 ч произошло внезапное разуплотнение 3 фланцев коллекторов ПГ с эквивалентной течью из первого контура Ду 90). В четвертых, противопоставление концепций безопасности ТПР и МПА, а тем более в «жесткой» постановке «или-или», противоречит принципам независимости систем безопасности и глубоко эшелонированной защиты. Указанные концепции нельзя противопоставлять друг другу, однако, в то же время необходимо построение новой концепции безопасности с учетом двух концепций как для повышения эффективности сис-

тем безопасности в целом, так и для снижения затрат на их реализацию. Например, можно рассмотреть целесообразность установки опор-ограничителей перемещений трубопроводов на случай их разрыва, если для них реализована система безопасности ТПР. Такие опоры затрудняют контроль состояния трубопроводов и тем самым снижают качество 3-го барьера безопасности.

С учетом сделанных замечаний можно ответить на поставленный выше вопрос следующим образом:

1) для АЭС, спроектированных и имеющих системы безопасности на основе концепции МПА, ликвидировать указанные системы безопасности не надо. В то же время для этих АЭС необходимо принимать меры по внедрению систем ТПР как минимум в классической постановке;

2) для вновь проектируемых АЭС необходимо применение систем безопасности, основанных на обновленной концепции безопасности, учитывающей как элементы концепции МПА, так и концепцию ТПР. Например, целесообразно использовать концепцию МПА для разработки таких систем безопасности, как САОЗ, контейнмент, систем аварийного останова реактора. Концепцию ТПР необходимо использовать для обоснования системы безопасности ТПР, требований к качеству трубопроводов, для обоснования отказа от опор-ограничителей на случай разрыва трубопровода, а также отказа от учета влияния реактивной силы теплоносителя при разрыве трубопровода на элементы активной зоны;

3) для блоков первого поколения, спроектированных без учета концепции МПА и, особенно, не имеющих 4-го барьера безопасности (например, для первой очереди Ленинградской АЭС [16]), работы по обеспечению безопасности на основе концепции ТПР должны стать первоочередной приоритетной задачей. При этом системы безопасности ТПР для таких блоков должны быть разработаны только в рамках системного понимания концепции ТПР (см. разд. 1.1). Только в этом случае система безопасности ТПР может служить компенсирующим недостаток безопасности мероприятием.

Условием достаточной компенсации недостатка безопасности системой ТПР может служить следующее уравнение:

$$B_3 + \text{ТПР} = B_{3,4},$$

где $B_3 + \text{ТПР}$ — безопасность блока АЭС, не имеющего 4-го барьера безопасности, но располагающего системой безопасности

ТПР; $B_{3,4}$ — безопасность блока АЭС, имеющего 3- и 4-й барьеры безопасности, но не располагающего системой ТПР.

Если принять во внимание рекомендации МАГАТЭ, в соответствии с которыми безопасность эксплуатации АЭС должна обеспечиваться на уровне 10^{-5} (реактор · год) $^{-1}$ для события разгерметизации первого контура с выходом всех газообразных радиоактивных элементов и 10^{-1} (реактор · год) $^{-1}$ для события разгерметизации контейнмента (4-го барьера безопасности) в случае МПА, можно определить, что для блоков, имеющих 4-й барьер безопасности, надежность сосудов и трубопроводов первого контура по критерию сопротивления разрывам и разрушениям с учетом систем безопасности ТПР должна быть не менее $(1-10^{-5})$ (реактор · год) $^{-1}$.

Для блоков АЭС, не имеющих контейнмента, реализация концепции ТПР для сосудов и трубопроводов 3-го барьера безопасности должна обеспечить надежность на уровне не ниже $(1-10^{-6})$ (реактор · год) $^{-1}$.

1.3. Особенности работ по применению концепции ТПР на стадиях проектирования и эксплуатации

При определении условий применения концепции ТПР на стадии проектирования имеется возможность выбора (варьирования) геометрических размеров, трассировки и опор трубопровода; конструкционного материала; технологии изготовления; режимов эксплуатации; технологии эксплуатационного обслуживания; систем контроля течи с достаточным уровнем чувствительности.

В соответствии с практикой проектных работ при обосновании используют номинальные параметры и характеристики, заведомо обеспечивающие консервативный подход. Например, в расчет принимают минимальные гарантированные характеристики прочности материала, максимально возможные термомеханические нагрузки и т. п.

На стадии эксплуатации степень свободы для изменения указанных факторов резко снижается. Реально остается возможность изменения систем контроля течи; технологии технического обслуживания.

Если этими средствами обеспечить выполнение концепции ТПР не удастся, то остаются менее предпочтительные направле-

ния работ, связанные с реконструкцией трубопроводов или введением изменений или ограничений в режимы эксплуатации.

Задача для стадии эксплуатации осложняется также тем, что каждый блок АЭС имеет индивидуальные особенности, связанные с возможными отклонениями от номинальных требований, происходящими на стадиях изготовления, монтажа, эксплуатации, ремонта. Возможны также недостатки конструирования, которые могут быть выявлены уже после начала эксплуатации блока.

Рассмотренные ниже подходы и методы исследования отражают в основном специфику этапа эксплуатации. Однако они могут быть использованы и для этапа проектирования, на котором реализация концепции ТПР упрощается.

1.4. Методы расчета критических размеров сквозных трещин

Критический размер трещины — размер, достижение и превышение которого приводит к быстрому, неуправляемому и окончательному разрушению конструкции.

Расчеты критических размеров трещин требуют особой точности и обоснованности. Это связано с тем, что в отличие от традиционных расчетов прочности конструкции, при которых средние по сечению напряжения существенно ниже предела текучести (т. е. конструкция не переходит даже в стадию пластичности), расчет трещины является расчетом стадии разрушения. Кроме того, на критические размеры трещины существенно влияет большое число факторов: температура, вид напряженного состояния в вершине трещины, который в свою очередь определяется целым рядом параметров, в том числе геометрическими размерами трещины и конструкции, маркой стали и технологией изготовления и т. п.

Скорость окончательного разрушения конструкции при достижении критических размеров трещины очень высока, вне зависимости от того в хрупком, квазихрупком или вязком состоянии находится материал. Во всех случаях процесс окончательного разрушения для наблюдателя происходит практически мгновенно.

В режиме нормальной эксплуатации металл всех элементов конструкций сосудов и трубопроводов давления первого контура АЭС находится в вязком состоянии. Металл некоторых элементов сосудов давления в определенных режимах (в основном, режимах ГИ, аварийных и переходных режимах с резким понижением температуры) может переходить в хрупкое или квазихрупкое состояние. Однако для трубопроводов в силу относительно

небольшой толщины стенок, а также для большого числа сосудов давления такой переход невозможен. В связи с этим ниже будут рассмотрены только вязкие состояния. Методы расчета разрушения по хрупкому механизму хорошо изучены, описаны в литературе, и содержатся в нормативном документе «Нормы прочности АЭС», а также в [17—19].

Методика нагрузки пластического шарнира (НПШ) — это методика расчета критических длин сквозных трещин с использованием в качестве критерия предельного состояния достижение конструкцией в сечении с трещиной предельной нагрузки, при которой образуется пластический шарнир.

Методика НПШ — относительно простая методика, которую можно рекомендовать для расчетов критических трещин в конструкциях из сталей с большим запасом пластических свойств. Существует несколько вариантов этой методики. Ниже изложен вариант, хорошо апробированный на АЭС в рамках «Методики расчета допустимых размеров несплошностей в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС» М-01-88 (1-я редакция) и М-02-91 (2-я редакция) [18, 19].

Для цилиндрических оболочек с несплошностями, ориентированными в кольцевом направлении (см. рис. 5), используют зависимости

$$\sigma_b = \frac{2}{\pi} R_F^T \left[2 \sin \gamma - n_a [a/S]_c \sin (n_\phi [\phi]_a) \right], \quad (1)$$

где

$$\gamma = \frac{1}{2} \left[\pi - n_a [a/S]_c n_\phi (\phi)_a - \pi \frac{\sigma_m}{R_F^T} \right]; \quad R_F^T = 1,2 R_{P0,2}^T. \quad (2)$$

Коэффициенты запаса прочности n_a и n_ϕ при расчетах критических размеров трещин принимают равными 1.

Для цилиндрических оболочек с несплошностями, ориентированными в осевом направлении (см. рис. 5, а-г),

$$\sigma_m + 0,67 \sigma_b = R_F^T \left[1 - \left(\frac{a}{W} \right) \right]; \quad (3)$$

$$\frac{a}{W} = \frac{n_a [a/S]_c}{1 + \frac{2}{\pi} \frac{[a/S]_c \frac{n_a}{n_\varphi}}{[a/S]_c n_a}}; \quad (4)$$

$$R_F^T = 1,2 R_{P0,2}^T, \quad (5)$$

Для этих же трещин можно рекомендовать более точное уравнение, полученное Каном и др. [20]:

$$\sigma_\theta / \sigma^* = \frac{1}{M}, \quad (6)$$

где σ_θ — напряжение в тангенциальном направлении; σ^* — критическое напряжение, определяющее предельное состояние трубки с трещиной; M — коэффициент формы.

Экспериментально было показано (см. гл. 2), что для стали типа 08X18H10T

$$\sigma^* = (R_m^T + R_{P0,2}^T) / 2. \quad (7)$$

Метод предельных локальных напряжений (ПЛН) основан на предположении, что предельное состояние наступает при достижении условно упругими напряжениями определенной величины в локальном объеме сечения с трещиной.

Критическая длина трещины может быть определена из соотношения [3]:

$$R_F = K_a \sigma_m + k_B \sigma_B, \quad (8)$$

где $k_a = \frac{1 - \left(\frac{\varphi}{\pi} + \frac{\sin 2\varphi}{2\pi} - \frac{\sin 2\varphi}{2\pi} \cdot \cos \varphi \right)}{\left(1 - \frac{\varphi}{\pi} \right) \left[1 - \frac{\varphi}{\pi} - \frac{\sin 2\varphi}{2\pi} \right] - \frac{2 \sin^2 \varphi}{\pi^2}};$

$$k_B = \frac{\frac{\sin 2\varphi}{\pi} + \left(1 - \frac{\varphi}{\pi} \right) \cos \varphi}{\left(1 - \frac{\varphi}{\pi} \right) \left[1 - \frac{\varphi}{\pi} - \frac{\sin 2\varphi}{2\pi} \right] - \frac{2 \sin^2 \varphi}{\pi^2}}.$$

Уравнение (8) рекомендуется для сталей перлитного класса.

Метод J -интеграла. В этом случае для определения размеров критической сквозной трещины используют уравнение

$$J = J_c, \quad (9)$$

где J_c — критическое значение J -интеграла.

В разных работах в качестве J_c используют величину J , соответствующую страгиванию трещины, прорастанию ее на величину 0,15 мм, 0,2 мм или переходу трещины в нестабильную стадию развития [95—97 и др.].

Ниже излагается методика определения $J_c \equiv J_{0,2}$ в рамках рекомендаций методики [104], предполагающих наличие J — R кривых.

Для определения $J_{0,2}$ строят экспериментальную кривую $P_3 - f$, где P_3 — нагрузка; f — перемещение в точке приложения силы.

Кривая $P_3 - f$ перестраивается в кривую $J - \Delta a$, где Δa — под-
рост трещины в процессе нагружения.

Значение $J_{\max}$ определяют как наименьшее из двух значений

$$J_{\max} = \frac{(W - l_0)R_F}{25}; \quad J_{\max} = \frac{BR_F}{25}, \quad (10)$$

где W — ширина образца; l_0 — начальная длина трещины; B — толщина образца.

Рассчитывают значение $\Delta l_{\max}$, мм, из соотношения

$$\Delta l_{\max} = 0,06(W - l_0) + 0,2. \quad (11)$$

На графике $J - \Delta l$ наносят ограничивающие линии $J_{\max}$ (горизонталь), $\Delta l_{\max}$ (вертикаль) и $\Delta l = 0,2$ мм (вертикаль) (рис. 12).

Анализ экспериментальных точек проводят с использованием линейной (при $\Delta l_{\max} < 2$ мм) или степенной (при $\Delta l_{\max} > 2$ мм) аппроксимации.

$J_{0,2}$ определяется в точке пересечения вертикали $\Delta l = 0,2$ мм с кривой $J - \Delta l$. Аналогично определяют J_q для $\Delta l_{\max}$. При этом если кривая $J - \Delta l$ пересекает горизонталь $J_{\max}$, то принимают $J_q = J_{\max}$.

Значение W определяют из соотношения

$$W = \frac{W - l_c}{J_q} \frac{\partial J}{\partial l}, \quad (12)$$

где $\partial J / \partial l$ определяется в точке $J = J_q$.

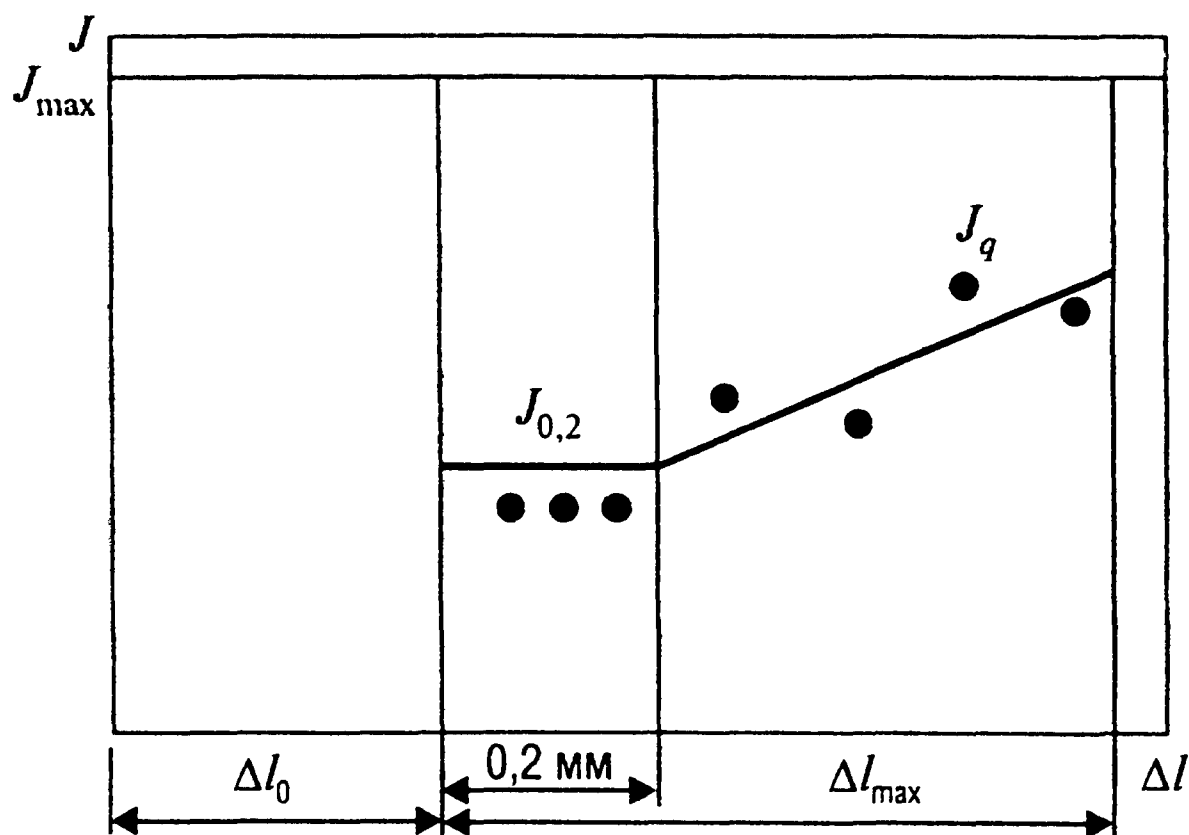


Рис. 12. Схема определения $J_{0,2}$

Если $W > 10$, данные $J - \Delta l$, заключенные в прямоугольник, могут рассматриваться как свойство материала, не зависящее от размеров образца. В противном случае следует провести другой эксперимент с увеличенными размерами образца.

Для определения упруго-пластического J -интеграла для сквозной кольцевой трещины в трубопроводе под действием комбинированного нагружения осевой силой P и изгибающего момента M необходимо определить упругую J_e и пластическую составляющую J_p

$$J = J_e + J_p. \quad (13)$$

При этом значение J_e определяется из выражения

$$J_e = \frac{1 - \nu^2}{E} (\sigma_m F_1 + \sigma_B F_2)^2 \pi R \theta, \quad (14)$$

где

$$\begin{aligned} F_1 &= 1 + A \left\{ 5,33 \left(\frac{\theta}{\pi} \right)^{1,5} + 18,77 \left(\frac{\theta}{\pi} \right)^{4,24} \right\}; \\ F_2 &= 1 + A \left\{ 4,6 \left(\frac{\theta}{\pi} \right)^{1,5} + 2,64 \left(\frac{\theta}{\pi} \right)^{4,24} \right\}; \end{aligned} \quad (15)$$

$$A = \left\{ 0,125 \left(\frac{R}{t} \right) - 0,25 \right\}^{0,25} \quad \text{при} \quad 5 \leq \frac{R}{t} \leq 10;$$

$$A = \left\{ 0,4 \left(\frac{R}{t} \right) - 3 \right\}^{0,25} \quad \text{при} \quad 10 < \frac{R}{t} \leq 20,$$
(16)

где R , t — соответственно средний радиус и толщина стенки трубы; θ — половина угла, охватывающего трещину;

Значение J_p определяется из выражения

$$J_p = \alpha \varepsilon_0 \sigma_c R (\pi - \theta) \frac{\theta}{\pi} h_1 \left(\frac{P}{P_0} \right)^n,$$
(17)

где h_1 — затабулированные функции R/t , θ и λ ;

$$\lambda = \frac{M_0}{PR};$$

ε_0 , σ_0 , α , n — постоянные материала при описании диаграммы деформирования в виде

$$\varepsilon/\varepsilon_0 = \sigma/\sigma_0 + \alpha(\sigma/\sigma_0)^n,$$
(18)

где ε и σ — истинные деформации и напряжения соответственно;

$$P_0^1 = 0,5 \left\{ -\frac{\lambda R P_c^2}{M_0} + \left[\left(\frac{\lambda R P_0^2}{M_0} \right)^2 + 4 P_0^2 \right]^{0,5} \right\};$$
(19)

$$P_0 = 2 R_F R t [\pi - \theta - 2 \arcsin (0,5 \sin \theta)];$$
(20)

$$M_0 = 4 R_F R^2 t \left[\cos \frac{\theta}{2} - 0,5 \sin \theta \right].$$
(21)

При использовании диаграммы деформирования в виде

$$\sigma_i = R_{pe}^T + C(\varepsilon_i P)^m, \quad \sigma_i \geq R_{pe}^T,$$
(22)

где σ_i , ε_i , $\varepsilon_i P$ — интенсивность напряжений, деформаций и пластических деформаций соответственно; R_{pe}^T — предел пропорцио-

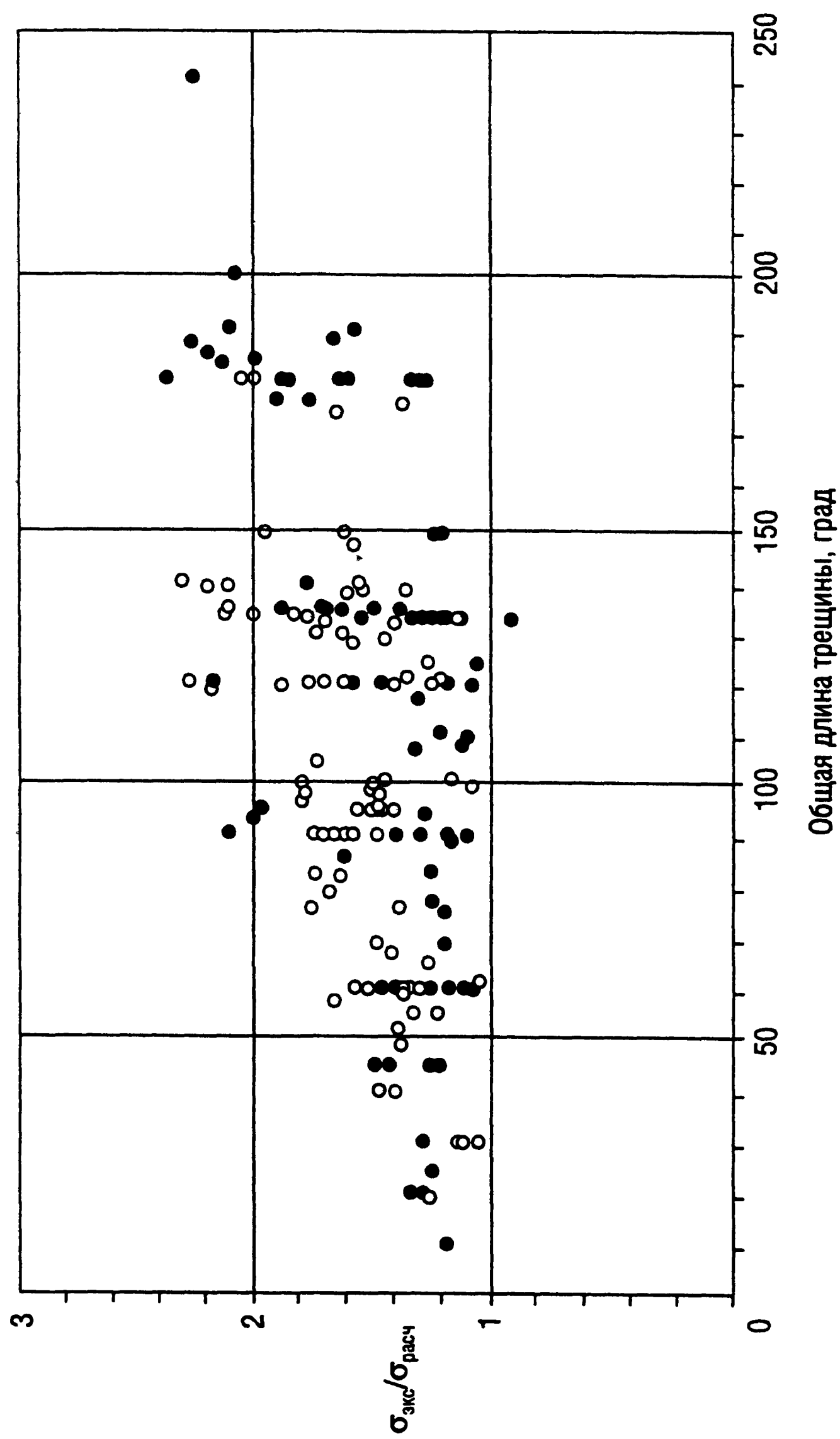


Рис. 13. Отношение разрушающих напряжений $\sigma_{\text{эксп}}$, определенных экспериментально при испытании труб с поперечными сквозными трещинами, к напряжениям $\sigma_{\text{расч}}$, определенным расчетом с использованием методики предельного локального напряжения:

● — ферритная сталь; $\sigma^* = R_m$; ○ — аустенитная сталь; $\sigma^* = (R_p + R_m)/2$

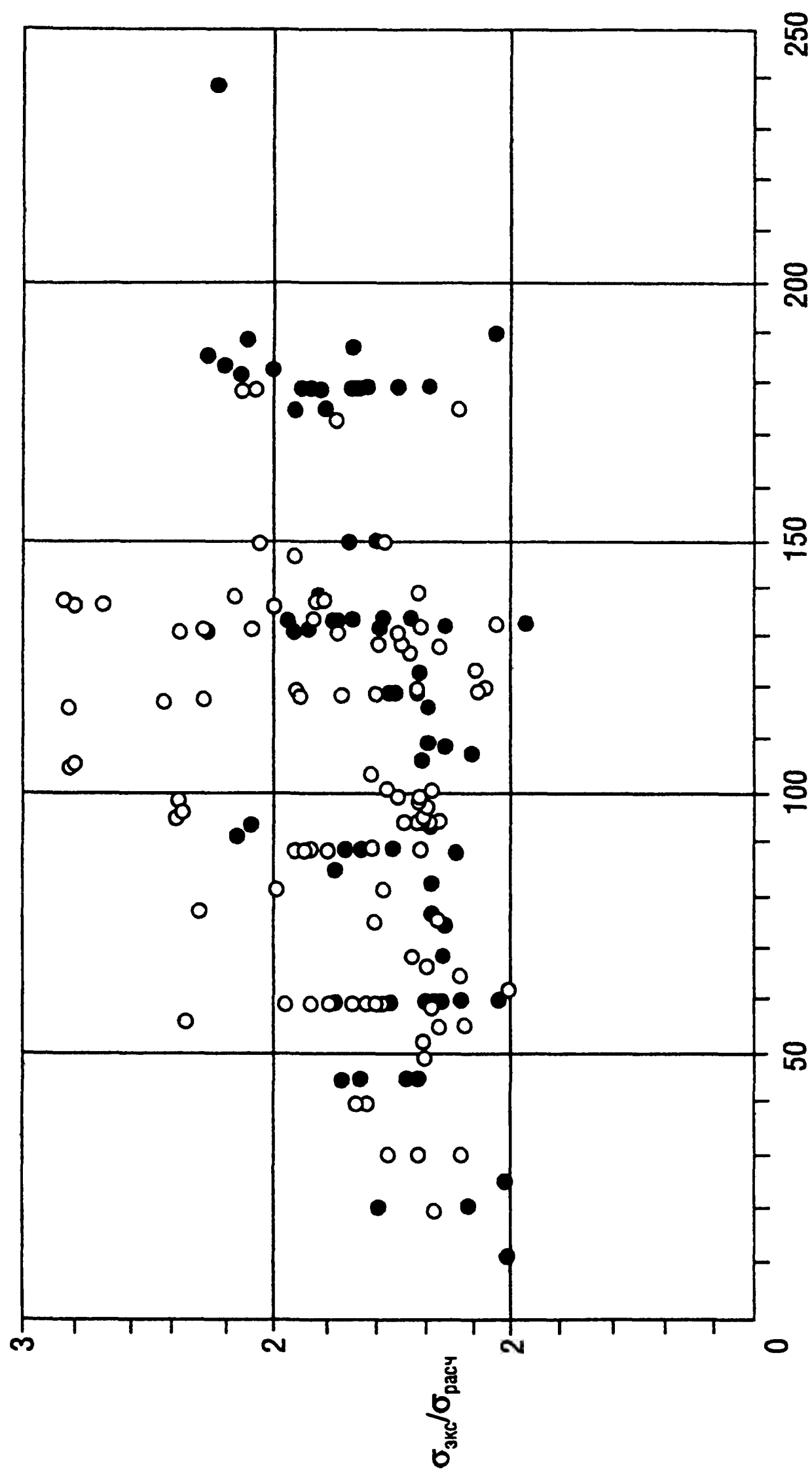


Рис. 14. Отношение разрушающих напряжений $\sigma_{\text{эксп}}$, определенных экспериментально при испытаниях труб с поперечными трещинами, к напряжениям $\sigma_{\text{расч}}$, определенным расчетом по методике пластического шарнира: — ферритная сталь; $\sigma^* = R_p$; — аустенитная сталь; $\sigma^* = R_p$.

нальности; c , m — постоянные материала; пластическая составляющая J -интеграла представляется в виде

$$J_p = \frac{R_F}{E} R \theta h_2 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma'_c} \right)^m, \quad (23)$$

где h_2 , m — безразмерные функции, зависящие от длины трещины; σ'_c — предельное напряжение, определяемое через предельную нагрузку

$$\sigma'_c = \frac{P'_0}{2\pi R t}. \quad (24)$$

Искомую критическую длину трещины определяют из соотношения (9).

Для определения критических длин трещин могут быть использованы другие методики. В Великобритании широкое распространение получила так называемая методика R6 [98], близкая по своим принципиальным положениям к методике профессора Е.М. Морозова, основанной на понятии коэффициента трещиностойкости [99]. При расчетах можно также рекомендовать методики, в которых используется в качестве критерия разрушения раскрытие трещины [22, 23] или критический коэффициент интенсивности деформаций [100].

В последнее время на кафедре прочности МИФИ В.М. Маркочевым разработана методика расчета, получившая название МРЭ (метод реальных элементов) [101].

Во всех случаях применяемая методика расчета должна быть хорошо экспериментально обоснована.

При экспериментальном определении характеристик материала, обуславливающих трещиностойкость конструкции, должны быть соблюдены условия консервативности оценок.

Если материал конструкции и образцов из одной плавки (или проводится безобразцовая неразрушающая оценка свойств материала конструкции), в расчете могут быть использованы соответствующие свойства материала.

Как показали результаты обобщения большого числа экспериментальных данных, выполненных Г. Бартоломе, в большинстве случаев могут быть использованы методики ПЛН или НПШ (рис. 13, 14).

1.5. Методика учета подрастания трещин

Во время эксплуатации ресурс детали определяется интенсивностью процессов повреждения металла. Для большинства случаев эти процессы связаны с ползучестью (когда температура эксплуатации превышает температуру начала термоактивационных процессов), коррозией, усталостью или комбинацией перечисленных факторов. При наличии трещины ресурс определяется скоростью роста трещины. В общем виде скорость роста трещины da/dt зависит от коэффициента интенсивности напряжений K_I :

$$da/dt = f(K_I). \quad (25)$$

При ползучести чувствительность металла к трещинам не очень высока и при малых размерах трещин время до окончательного разрушения близко времени до разрушения, получаемого при обычных испытаниях гладких образцов на длительную прочность.

В коррозионно-активной среде скорость роста трещины также зависит от K_I , однако, для многих пар «металл-среда» существует пороговое значение коэффициента интенсивности напряжений $K_{I_{sc}}$. Если $K_I < K_{I_{sc}}$, то трещина либо не растет, либо растет со скоростью, незначимой для практического применения. С увеличением пластичности стали наблюдается тенденция стремления $K_{I_{sc}}$ к K_{Ic} .

При циклическом нагружении зависимость между скоростью роста трещины и размахом коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I имеет вид

$$\frac{da}{dN} = C_0 \left(\frac{\Delta K_I}{\sqrt{1-R}} \right)^m, \quad (26)$$

где N — число циклов нагружения; C_0 и m — константы материала; R — коэффициент асимметрии цикла.

Влияние коррозионной среды и температуры испытания (эксплуатации) может быть учтено с помощью коэффициентов C_0 и m . Коэффициент асимметрии цикла определяется максимальным $K_{\max}$ и минимальным $K_{\min}$ значениями коэффициентов интенсивности напряжений в цикле: $R = K_{\min}/K_{\max}$.

В литературе известны также другие зависимости $da/dN = f(\Delta K)$. В методике М-02-91 [18, 19] использована зависи-

мость (26). При этом в расчете не учитывают возможное торможение или ускорение развития трещины вследствие перегрузки или пересечения линий сплавления в сварных швах или наплавах.

Для расчета $K_{\max}$ и $K_{\min}$ выделяют циклы нагружения, как при расчете на сопротивление усталости [17], и для каждого цикла определяют $(\sigma_{\text{пр}})_{\max}$ и $(\sigma_{\text{пр}})_{\min}$.

Значения $(\sigma_{\text{пр}})_{\max i}$ и $(\sigma_{\text{пр}})_{\min i}$ определяют с учетом остаточных напряжений, действующих по направлениям главных напряжений от усилий. При этом остаточные напряжения сжатия не учитывают.

Напряжения $|(\sigma_{\text{пр}})_{\max i}|$ в расчете кинетики несплошностей принимают равными не более $R_{P0,2}$ при температуре 20 °С при сохранении размаха напряжений.

Каждый i -й цикл из этой группы циклов нагружения характеризуется максимальным $K_{\max i}$ и минимальным $K_{\min i}$ для заданной точки контура.

Коэффициент асимметрии i -го цикла R_i ($R_i > -1$) определяется по формуле

$$R_i = \frac{(\sigma_{\text{пр}})_{\min i}}{(\sigma_{\text{пр}})_{\max i}} = \frac{K_{\min i}}{K_{\max i}}.$$

Для циклов нагружения, которые характеризуются значениями $R < -1$, в расчете принимают $R = -1$.

Для i -го цикла нагружения рост несплошности от значения a_{i-1} до значения a_i рассчитывают по уравнению

$$N_i = \frac{1}{C_0} \int_{a_{i-1}}^{a_i} (1 - R_i)^{\frac{m}{2}} \Delta K_i^{-m} da, \quad (27)$$

где a , м; ΔK_i , МПа · м^{1/2}.

В табл. 2 приведены значения C_0 , m для нескольких классов стали.

При расчете роста несплошности в деталях из легированных сталей типа 15Х2НМФА и их сварных соединений с учетом контакта несплошности с обессоленной водной средой при температуре до 300 °С значения констант C_0 и m выбирают по диаграмме усталостного разрушения, приведенной в методике М-02-91 [18].

Если для подобного расчета для сталей типа 15Х2НМФА ис-

Таблица 2. Константы для расчета кинетики трещин
при $da/dN \leq 10^{-5}$ м/цикл, $R = 0$, $t \leq 350$ °C

Класс стали	m	C_0
Легированные стали типа 10ГН2МФА, 15Х2НМФА и их сварные соединения	2,6	$5,8 \cdot 10^{-11}$
Нелегированные стали типа 22К и их сварные соединения	2,9	$3 \cdot 10^{-11}$
Коррозионно-стойкие аустенитные стали типа 08Х18Н10Т и их сварные соединения	2,9	$4,02 \cdot 10^{-11}$

пользовать константы из табл. 2, значение коэффициента C_0 необходимо увеличить в 10 раз.

Для хромоникелевых коррозионно-стойких сталей типа 08Х18Н10Т, их сварных соединений и наплавов в одной рабочей среде значение коэффициента C_0 (см. табл. 2) увеличивают в 2 раза, а при контакте несплошностей в деталях из тех же сталей с обессоленной водной средой кипящих реакторов (водой, паром, пароводяной смесью) коэффициент C_0 увеличивают в 10 раз. Допускается использование экспериментально обоснованных диаграмм усталостного разрушения в рабочей среде заданных параметров с учетом механических факторов R и ΔK .

Влияние нейтронного облучения при расчете несплошностей не учитывается.

Уравнение (26) применимо при $\Delta K_i \geq (10^{-11}/C_0)^{1/m}$.

Значение $\Delta K_i = (10^{-11}/C_0)^{1/m}$ следует рассматривать как пороговое ΔK_{th} , ниже которого скорость роста трещины становится либо равной нулю, либо пренебрежимо малой.

При наличии n типов циклов нестационарного нагружения рост несплошностей рассчитывают для последовательности типовых i -х блоков нагружения, расположенных в порядке возрастания параметра A , где

$$A = \frac{\Delta K_i}{(\sigma_{пр})_{\max i} \sqrt{1 - R_i}}. \quad (28)$$

1.6. Методы определения площади раскрытия трещин

На площадь раскрытия сквозной трещины влияют размеры трещины, уровень и вид напряжений, геометрия конструкции, свойства материала.

Определить площадь раскрытия трещины можно экспериментально, методом конечных элементов, из аналитических зависимостей механики разрушения, а также с использованием упрощенных аналитических выражений.

Закономерности раскрытия сквозных трещин изучали в работах [21–31 и др.]. В упругой постановке задача решалась Вестергардом [21], в упруго-пластической — В.В. Панасюком [22] и Дагдейлом [23]. В последней работе было получено уравнение для раскрытия сквозной трещины V в зависимости от координаты по длине трещины x :

$$V = \frac{1+k}{8\pi G} \sigma_F (c+p) \cdot \left\{ \cos \varphi \cdot \ln \left[\frac{\sin^2(\theta - \varphi)}{\sin^2(\theta + \varphi)} \right] + \right. \\ \left. + \cos \theta \cdot \ln \left[\frac{(\sin \theta + \sin \varphi)^2}{(\sin \theta - \sin \varphi)^2} \right] \right\}, \quad (29)$$

$$\text{где } k = \frac{3-\nu}{1+\nu} \text{ для плоско-напряженного состояния}; \quad (30)$$

$$k = 3-4\nu \text{ для условий плоской деформации}; \quad (31)$$

$$\nu — \text{коэффициент Пуассона}; E — \text{модуль Юнга}; G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (32)$$

$$\theta = \frac{\pi \sigma}{2\sigma_F}; \quad p = \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \cdot c; \quad (33)$$

σ — приложенное напряжение; σ_F — напряжение течения; p — протяженность пластической зоны; φ — величина, зависящая от x .

Площадь раскрытия трещины можно определить из уравнения

$$A = 4 \int_a^c V(x) dx. \quad (34)$$

На основе анализа указанных уравнений в работе [24] были получены выражения для площади раскрытия трещины A в зависимости от типа конструкции и уровня пластических деформаций:

$$A = \alpha(\lambda) \gamma(\bar{\sigma}) A_0,$$

где A_0 — площадь раскрытия трещины в пластине. При действии мембранных напряжений σ_m на трещину длиной $2c$

$$A_0 = 2\pi\sigma_m c^2/E'. \quad (36)$$

Величина E' равна модулю упругости E при плоском напряженном состоянии и $E/(1 - \nu^2)$ при плоской деформации. Коэффициент α для поперечной трещины в цилиндре [25]

$$\alpha = (1 + 0,117\lambda^2)^{0,5}, \quad (37)$$

$$\text{где } \lambda = \left[12(1 - \nu^2)^{0,5} \right] a/(RS)^{0,5}; \quad (38)$$

для продольной трещины

$$\alpha = 1 + 0,1\lambda + 0,16\lambda^2. \quad (39)$$

Коэффициент γ , учитывающий пластическую составляющую,

$$\begin{aligned} \gamma = \frac{1}{\bar{\sigma}} & \left[(1 - \bar{\sigma})^2 \sec^2\left(\frac{\pi\bar{\sigma}}{2}\right) + \frac{4}{\pi}(1 - \bar{\sigma}) \tan/(\pi\bar{\sigma}/2) - \frac{8}{\pi^2} \ln \cdot \cos\left(\frac{\pi\bar{\sigma}}{2}\right) + \right. \\ & \left. + \left(1 - \frac{1}{\bar{\sigma}}\right) \left[\frac{2}{\pi} \sqrt{\sec^2\left(\frac{\pi\bar{\sigma}}{2}\right) - 1} + (1 - \bar{\sigma}) \sec^2\left(\frac{\pi\bar{\sigma}}{2}\right) \right] \right]. \end{aligned} \quad (40)$$

Изменение γ в зависимости от $\bar{\sigma}$ показано в табл. 3 [24].

При изменении отношения радиуса трубы R к толщине стенки S диапазоне от 5 до 100 величина λ изменяется от 1 до 12 для продольных трещин длиной от 2 до 120 мм и в диапазоне от 0,18 до 63 для поперечных трещин длиной от 5 до 180 град [25, 26].

Таблица 3. Зависимость γ от $\bar{\sigma}$ [к формуле (40)]

$\bar{\sigma}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
γ	1,00	1,01	1,03	1,07	1,12	1,20	1,30	1,45	1,68	2,12

Площадь раскрытия трещины можно также определить по формуле площади эллипса:

$$A = \pi c V_{\max}, \quad (41)$$

где $V_{\max}$ — половина максимального раскрытия, которое наблюдается в центре трещины.

В работе [30] на основе развития упруго-пластической модели Кумара [31] был разработан метод упруго-пластических условных напряжений, в соответствии с которым раскрытие в центре поперечной трещины δ ($\delta = 2V_{\max}$)

$$\delta = (4\sigma c_e/E)V_1(c_e/\pi R, R/S) + [4\sigma c V_1(c/\pi R, R/S)/E] \times \\ \times [h_2^*(c/\pi R, R/S)/h_2(1)] [E\varepsilon_{ref}/\sigma_{ref} - 1], \quad (42)$$

где c_e — эффективная длина трещины, определяемая с учетом пластических деформаций,

$$c_e = c + 1/(2\beta\pi) [K_1(c)/\sigma_0]^2 [1 + (P/P_0)^2]^{-1}, \quad (43)$$

где β — постоянная, равная 2 для плоского напряженного состояния и 6 для плоского деформированного состояния; $K_1(c)$ — коэффициент интенсивности упругих напряжений; σ_0 — напряжение перехода от линейного участка кривой деформирования, к нелинейному; σ_0 может быть принята равной пределу текучести $R_{P0,2}$; P — прилагаемая нагрузка; P_0 — предельная нагрузка, которая может быть приложена к данной конструкции с трещиной; σ_{ref} — условное напряжение

$$\sigma_{ref} = (P/P_0)\sigma_0; \quad (44)$$

$V_1(c/\pi R, R/S)$ — функция, зависящая от геометрических размеров; табулирована в [31]; $h_2^*(c/\pi R, R/S)/h_2(1)$ — функция, зависящая от геометрических размеров и условия нагружения (рис. 15).

Сравнение результатов вычислений, полученных по уравнениям (35), (42), а также методом конечных элементов в упругой и

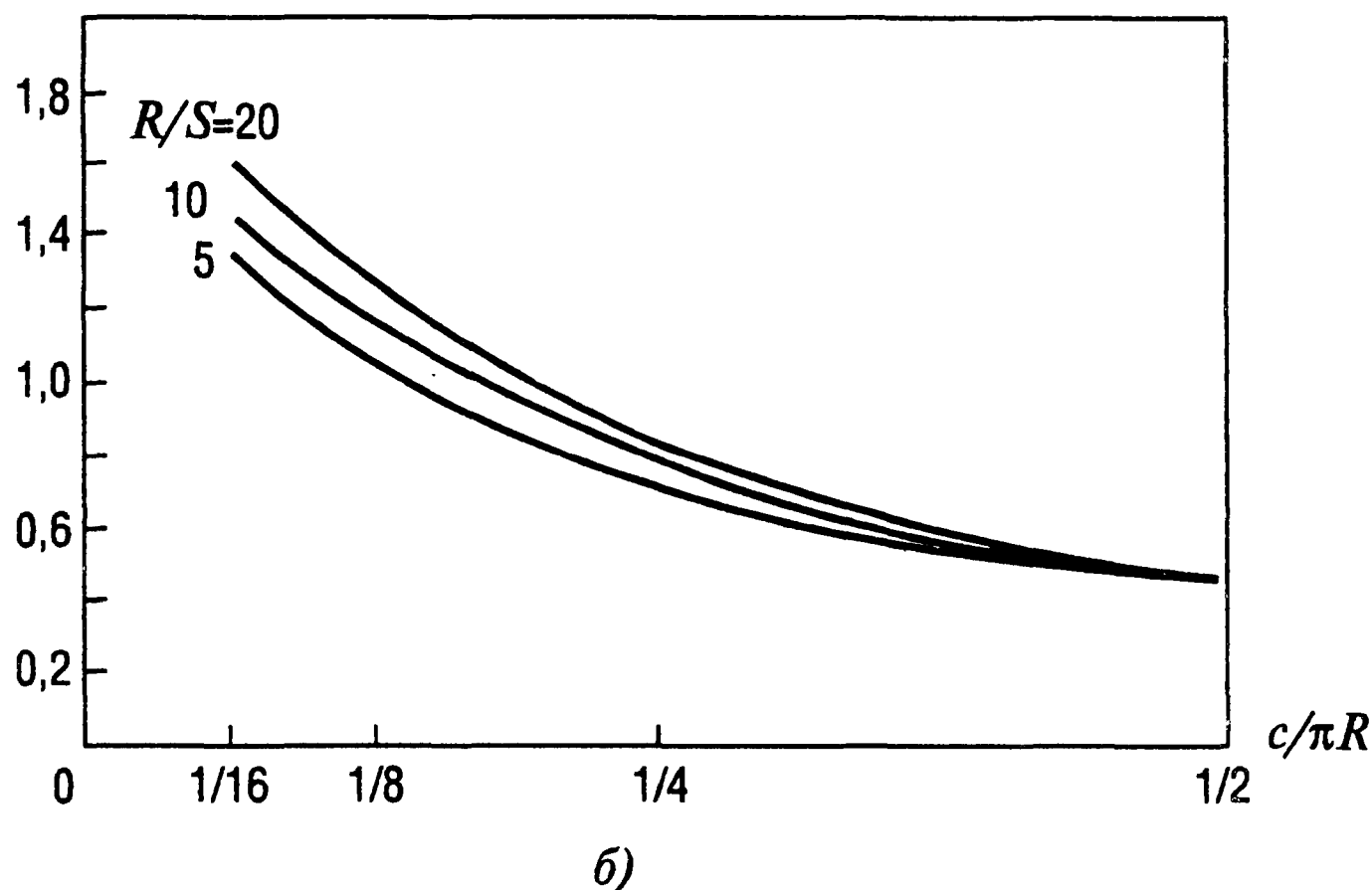
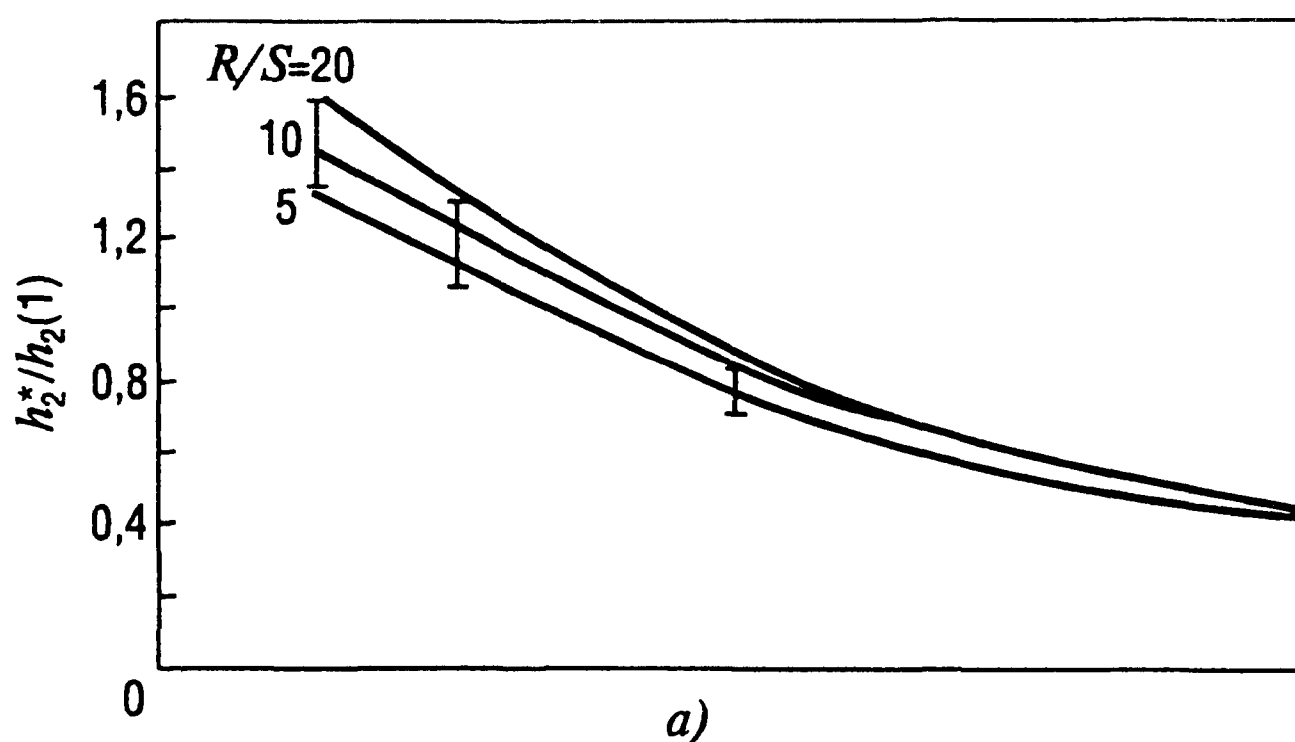


Рис. 15. Зависимость функции $h_2^*(c/\pi R, R/S)/h_2(1)$ от $c/\pi R$, R/S и вида нагружения:
 а — растяжение; б — изгиб (I — соответствующие данные, перенесенные из нижнего графика)

упруго-пластической постановках [33, 34], с результатами экспериментов, осуществленных в рамках программы IPIRG [32], проведено в работе [29].

Результаты сравнения расчетных и экспериментальных данных представлены на рис. 16.

Как следует из данных (см. рис.16), уравнение (35) может быть использовано с достаточной для инженерных расчетов точностью при напряжениях до $0,8R_{ref}$. При более высоких напряжениях погрешность увеличивается в консервативную сторону (т. е. рассчитанное раскрытие трещины меньше фактического).

В работе [28] также сравнивали результаты расчета по модели

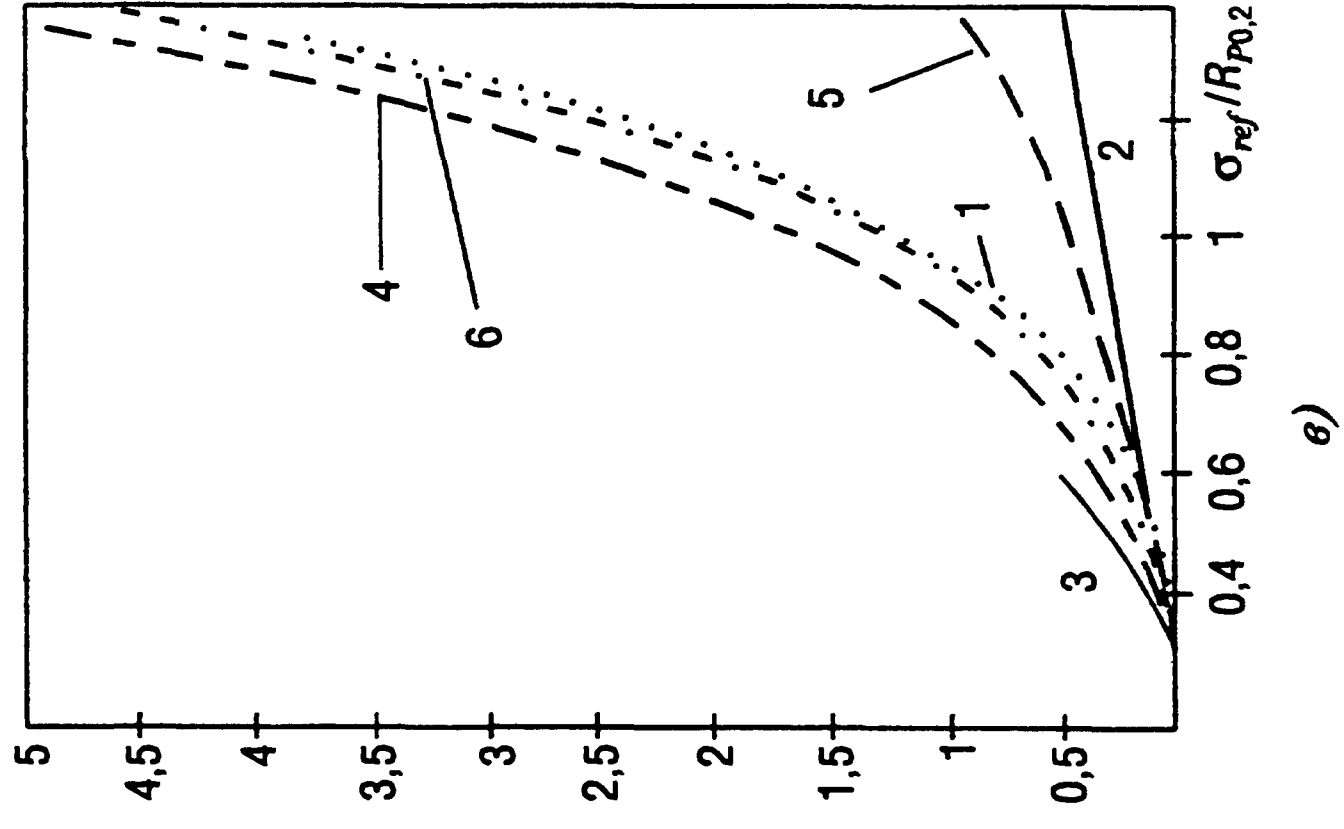
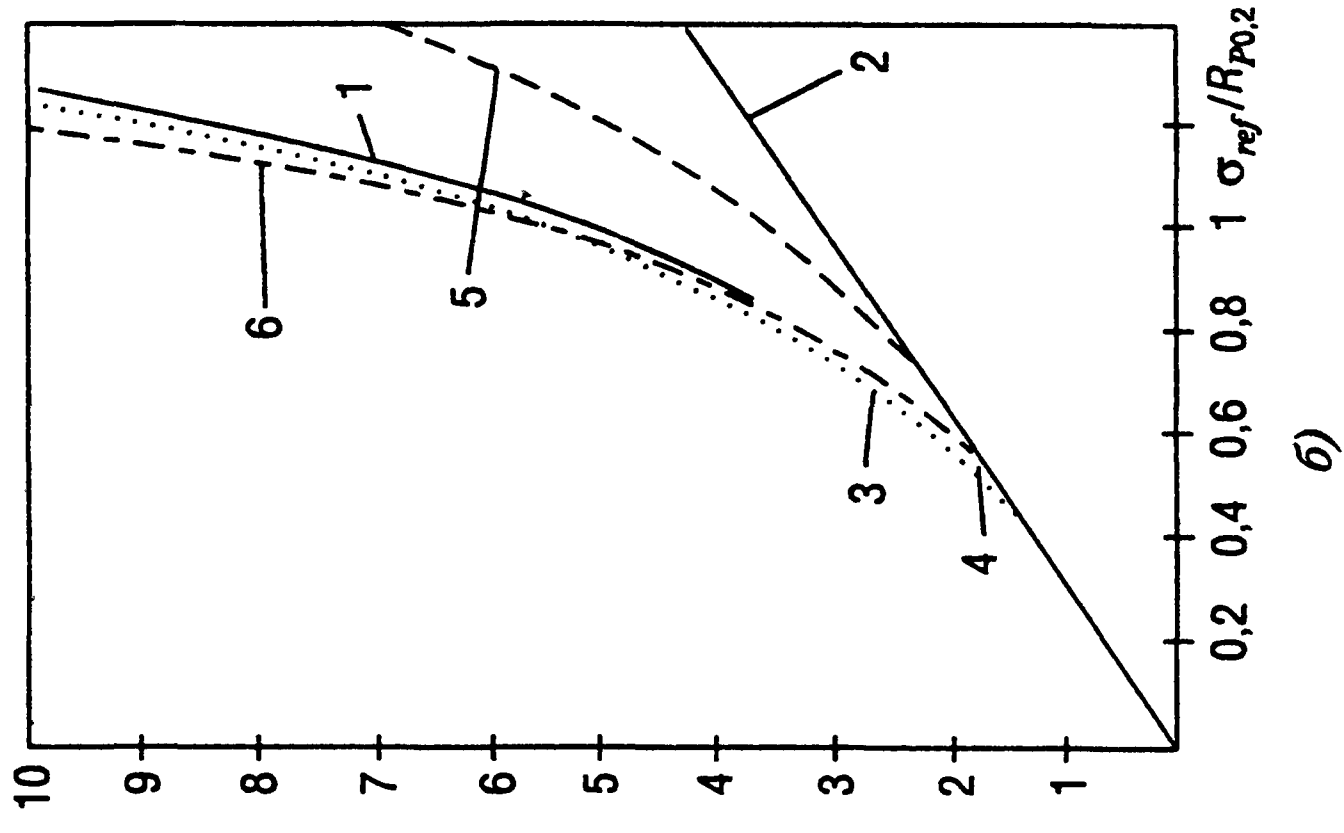
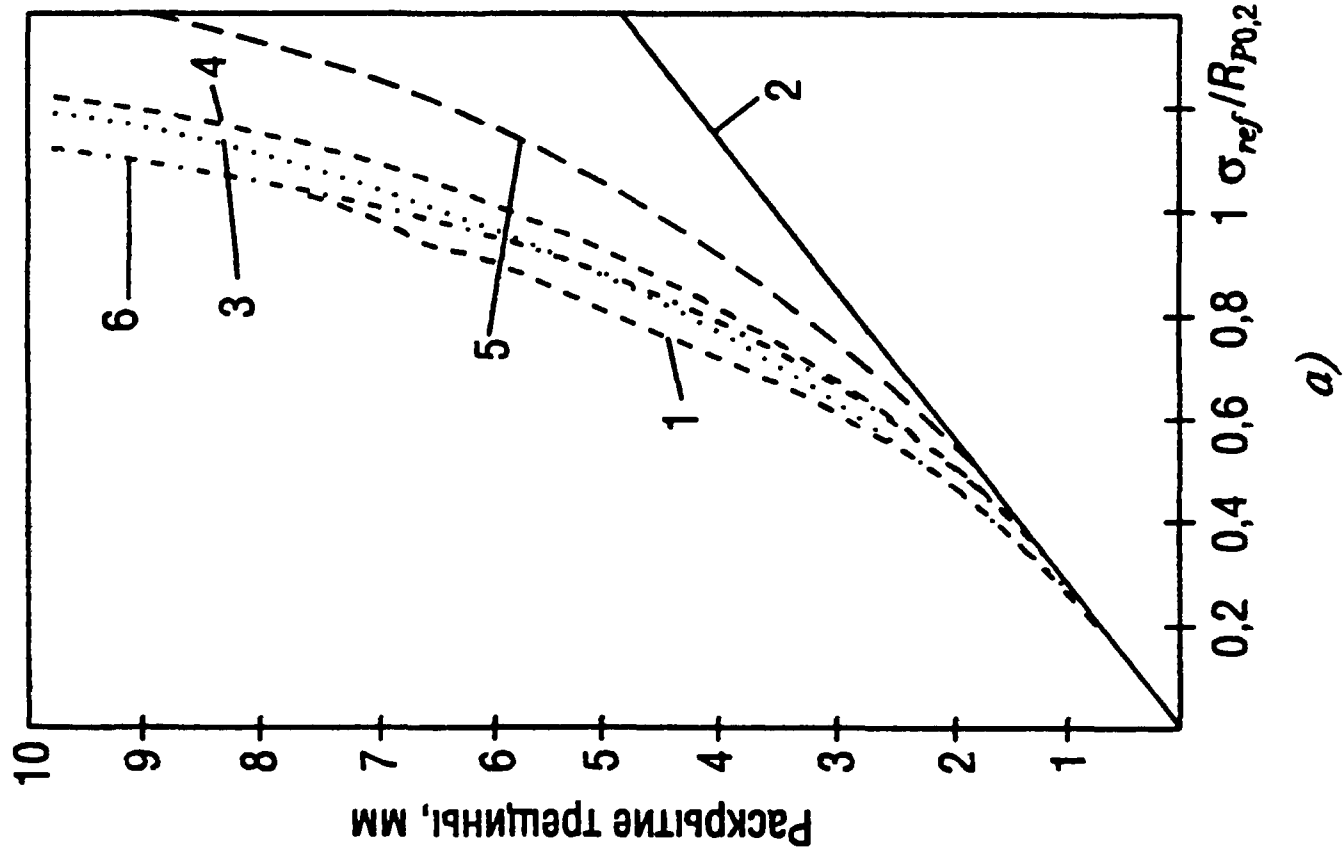


Рис. 16. Результаты исследования раскрытия поперечных трещин в трубах:

а — общий изгиб, сталь A115, $R/S = 14$, $c/\pi R = 0,37$; *б* — растяжение, сталь A115, $R/S = 14$, $c/\pi R = 0,37$; *в* — внутреннее давление с изгибом, сталь A106, $R/S = 7,1$, $c/\pi R = 0,12$; 1 — эксперимент; 2 — МКЭ, упругая задача; 3 — МКЭ, нелинейная задача; 4 — МКЭ, нелинейная задача, внутренняя поверхность; 5 — модель Дагдейла; 6 — модель условного напряжения

Дагдейла с результатами расчета методом МКЭ и результатами эксперимента. Получено удовлетворительное совпадение результатов.

Влияние остаточных сварочных напряжений на площадь раскрытия трещины исследовали в работе [35], в которой показано заметное влияние остаточных сварочных напряжений на раскрытие поперечных трещин.

Применимость метода условных напряжений для расчета площади раскрытия сквозных трещин в гibaх доказана в работе [36].

Таким образом, в случае мембранных и общих изгибных напряжений, не превышающих уровень, определенный «Нормами прочности АЭС» [17], для инженерных оценок может быть использована упруго-пластическая модель Дагдейла. При более высоких напряжениях необходимо использовать модель условных напряжений или МКЭ в нелинейной постановке.

1.7. Методы определения интенсивности истечения через сквозные трещины

Динамика жидкости в заданном поле течения определяется нестационарным уравнением сохранения энергии Бернулли, которое для линии тока Γ , соединяющей открытый конец трубопровода с выходным сечением трещины, имеет вид:

$$\Delta P = P - P_{\text{ат}} = P_c + P_a = \frac{1}{2} (1 + \xi) \rho V^2 + \rho \int_r \frac{\partial U_s}{\partial t} dr, \quad (45)$$

где P_c — перепад давления, обусловленный конвективными ускорениями и диссипацией энергии на поверхности трещины; P_a — перепад давления, обусловленный локальными ускорениями; ξ — коэффициент гидравлического сопротивления; ρ — плотность жидкости (для воды $\rho = 10^3$ кг/м³); V — скорость течения в струе; U_s — тангенциальная компонента скорости течения воды в трубопроводе; t — время. В дальнейшем полагаем $P_a \ll P_c$, т. е. считаем, что поле течения ведет себя как квазистационарное.

Решая уравнение (45) относительно V , находим

$$V = \frac{1}{\sqrt{1 + \xi}} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}. \quad (46)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется суммой

$$\xi = \xi_m + \xi_{тр}, \quad (47)$$

где ξ_m — коэффициент местного сопротивления входа жидкости в трещину; $\xi_{тр}$ — коэффициент сопротивления трению, обусловленный вязкими свойствами жидкости. В справочниках [37, 38] приводят коэффициенты сопротивления для круглых отверстий (цилиндрических и конических), поэтому заменим трещину на круглое отверстие с эквивалентным диаметром D_r . Как уже указывалось ранее, форма контура трещины близка к эллипсу, поэтому эквивалентный диаметр D_r можно вычислить по формуле (41).

Ниже приведены значения коэффициента местного сопротивления ξ_m для некоторых случаев [38]:

отверстие в тонкой стенке ($h < 0,2D_r$) $\xi_m = 0,5$;

цилиндрическое отверстие в толстой стенке $\xi_m = 1,0$;

коническое расходящееся отверстие в толстой стенке при угле разворота 5—7 град $\xi_m = 3 \div 4$.

Для оценки коэффициента сопротивления трению $\xi_{тр}$ необходимо знать число Рейнольдса

$$Re = \frac{D_r}{\nu} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \quad (48)$$

где ν — кинетический коэффициент вязкости (для холодной воды $\nu = 1,01 \cdot 10^{-6}$ м/с). Результаты расчета числа Рейнольдса показывают, что для прямого участка трубопровода для трещин длиной 32—192 мм при давлении $P = 1,25$ кг/мм² оно изменяется от $0,15 \cdot 10^5$ до $3,42 \cdot 10^5$ при давлении 1,75 кг/мм² — от $0,24 \cdot 10^5$ до $5,71 \cdot 10^5$. Таков же порядок значений числа Рейнольдса и для изогнутых участков трубопровода. Данное обстоятельство свидетельствует о полностью турбулентном характере течения струи ($Re > Re_{кр} = 2300$) и о необходимости учитывать вязкие свойства воды, т. е. необходимости вводить в рассмотрение коэффициент сопротивления трению $\xi_{тр}$. Отметим, что при $Re > 10$ влияние вязкости воды можно не учитывать и полагать $\xi_{тр} = 0$, что в нашем случае справедливо для наиболее длинных трещин.

Обычно поверхности трещин имеют нерегулярную, часто неплоскую форму и, как правило, повторяют друг друга. Шерохо-

ватость поверхности трещины значительно отличается от так называемой песочной шероховатости, для которой характерна плавная линия бугорков и которая, как правило, упоминается в справочных материалах. Малая шероховатость свойственна усталостным или коррозионным трещинам — в этом случае можно полагать $\xi_{\text{тр}} = 0$.

Для учета влияния шероховатости поверхности трещины на коэффициент сопротивления трению $\xi_{\text{тр}}$ воспользуемся методом, предложенным в работе [38]. Рассмотрим струю как течение сквозь ряд узких щелей, расположенных вдоль линии трещины. Для каждой щели считаем справедливой формулу Дарси—Вайсбаха для коэффициента сопротивления трению на поверхности трубы

$$\xi_{\text{тр}} = \mu h_0 / D_0, \quad (49)$$

где $D_0 = f(\delta)$ — эквивалентный диаметр трубы;

$$\mu = \sqrt{2 \lg / D_0 / \Delta + 1,14} \quad (50)$$

— поправочный коэффициент. Здесь Δ — шероховатость (как правило, песочная). Однако соотношение (50) для рассматриваемой задачи непригодно с математической точки зрения, поскольку оно не может дать описания предельного случая — достаточно узкой трещины. В этом случае естественно ожидать наличия ламинарного течения с конечным значением коэффициента $\mu = 64/\text{Re}$, но соотношение (50) при $\delta \rightarrow 0$ дает $\mu \rightarrow \infty$. Чтобы обойти эту трудность, предлагается использовать выражение

$$\mu = \frac{\Delta}{Z D_0}, \quad (51)$$

где Z — некоторый коэффициент, характеризующий силу трения на поверхности трещины. При $\Delta > \delta/5$ следует принять $Z = 1$.

Отметим, что в работе [38] для определения поправочного коэффициента μ предложена формула, учитывающая Δ как песочную шероховатость,

$$\mu = 0,11 \left(\frac{\Delta}{D_0} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}. \quad (52)$$

Представляет интерес сравнение результатов для коэффициен-

та μ , следующих из формул (50)—(52). Принимая $\Delta = \delta/10$, $Z = 1$, получим соответственно $\mu_1 \approx 0,056$, $\mu_2 \approx 0,1$, $\mu_3 \approx 0,062$, где $\mu_1 \approx 0,056$ отвечает формуле (50) и т. п. Поскольку характеристики трения на поверхности трещины значительно отличаются (в сторону увеличения) от характеристик песочной шероховатости, в дальнейшем будем использовать формулу (51), полагая в ней $Z = 1$ и понимая под шероховатостью некоторую эквивалентную шероховатость поверхности трещины, которая должна быть определена экспериментально. Подставляя формулу (51) в соотношение (49) для коэффициента трения, получаем

$$\xi_{\text{тр}} = 4\Delta_{\text{экв}} h_0 / \delta^2(x). \quad (53)$$

При анализе кинетики течи необходимо учитывать такое явление истечения, как сжатие струи. Как показывают опыты, струя жидкости на выходе из отверстия сечением A сжимается на некотором расстоянии от него (равном примерно 0,5 диаметра струи), приобретая наименьшую площадь сечения $A_{\text{сж}}$. Сжатие струи вызывает инерционность частиц жидкости, приближающихся к отверстию по радиальным направлениям. Эти частицы, стремясь сохранить направление своего движения, огибают край отверстия и формируют поверхность струи на участке сжатия. Коэффициент сжатия струи

$$\varepsilon = A_{\text{сж}}/A. \quad (54)$$

При истечении воды из отверстия в тонкой стенке трубопровода ($h < 0,2D_1$) эксперимент дает $\varepsilon = 0,61 \div 0,63$, если же условие тонкой стенки не выполняется, следует принимать $\varepsilon = 1,0$ [38].

Таким образом, выше проанализированы все факторы, влияющие на скорость истечения струи воды через трещину в стенке трубопровода и определены коэффициенты гидравлического сопротивления, входящие в уравнение (46). Объемный расход вытекающей жидкости

$$Q = \int_{A_{\text{сж}}} V dA = \varepsilon \int_A V dA. \quad (55)$$

С подстановкой в (55) соотношений (46), (53) и (54) окончательно для расчета объемного расхода воды будем иметь:

Таблица 4. Объемный расход воды для продольной трещины в трубопроводе Ду 500 при $\xi_m = \Delta_{экв} = 0$

Элемент	l, мм	P = 12,5 МПа			P = 17,5 МПа		
		S, мм ²	Q, м ³ /с	Q, л/ч	S, мм ²	Q, м ³ /с	Q, л/ч
Прямой участок	32	3,426	5,395E-4	1942,3	4,797	8,948E-4	3221,2
	64	17,027	2,810E-3	9652,2	23,837	4,447E-3	16007,6
	96	49,731	7,831E-3	28192,3	69,624	1,298E-2	46755,2
	128	114,909	1,809E-2	65141,5	160,873	3,000E-2	108033,1
	160	229,447	3,613E-2	130072,1	321,226	5,992E-2	215716,6
	192	413,105	6,505E-2	234186,6	578,346	0,108	388384,1
Гиб R ₀ = 650	35,5	1,906	3,002E-4	1080,6	2,669	4,978E-4	1792,0
	71,0	9,285	1,462E-3	5263,8	12,999	2,425E-3	8729,7
	106,5	25,337	3,990E-3	14363,4	35,472	6,617E-3	23820,8
	142,0	58,268	9,175E-2	33031,8	81,575	1,522E-2	54781,2
	177,5	115,046	1,812E-2	65218,6	161,063	3,004E-2	108161,1
	248,5	360,778	5,681E-2	204523,1	505,089	9,422E-2	339189,0

$$Q = \varepsilon \sqrt{\frac{2(P - P_{ат})}{\rho}} \int_0^c \frac{4V^2(x) dx}{\sqrt{(1 + \xi)V^2(x) 4\Delta_{экв}h}}. \quad (56)$$

Результаты расчета площади трещины и объемного расхода воды через продольную трещину в трубопроводе Ду 500 по формуле (56) при $\xi_m = 0$ и $\xi_{тр} = \Delta_{экв} = 0$ (идеальная жидкость, идеальное отверстие), осуществленного в качестве начальной оценки, приведены в табл. 4.

Результаты расчета объемного расхода воды через продольную трещину трубопровода для различных значений коэффициента местного сопротивления ξ_m и эквивалентной шероховатости $\Delta_{экв}$ приведены в табл. 5 и 6. Отметим, что расчетные данные МКЭ показывают, что угол разворота берегов трещины зависит от длины трещины, изменяясь от 0 в вершине трещины до 1,0 в центре. Для расчета принято значение $\xi_m = 1,0$, что соответствует отсутствию угла разворота берегов трещины ($\xi_m = 3 \div 4$ соответствует углу разворота 5 ÷ 7 град). Эквивалентная шероховатость изменяется в интервале от 0 до 0,1 мм.

Из представленных в табл. 5, 6 и на рис. 17 расчетов видно, что влияние эквивалентной шероховатости уменьшается с увеличением длины трещины, что подтверждает аналогичный вывод, сделанный ранее при рассмотрении числа Рейнольдса.

Таблица 5. Объемный расход воды, м³/с, для продольной трещины в гире трубопровода Ду 500 ($R_0 = 650$ мм, $\xi_m = 1,0$)

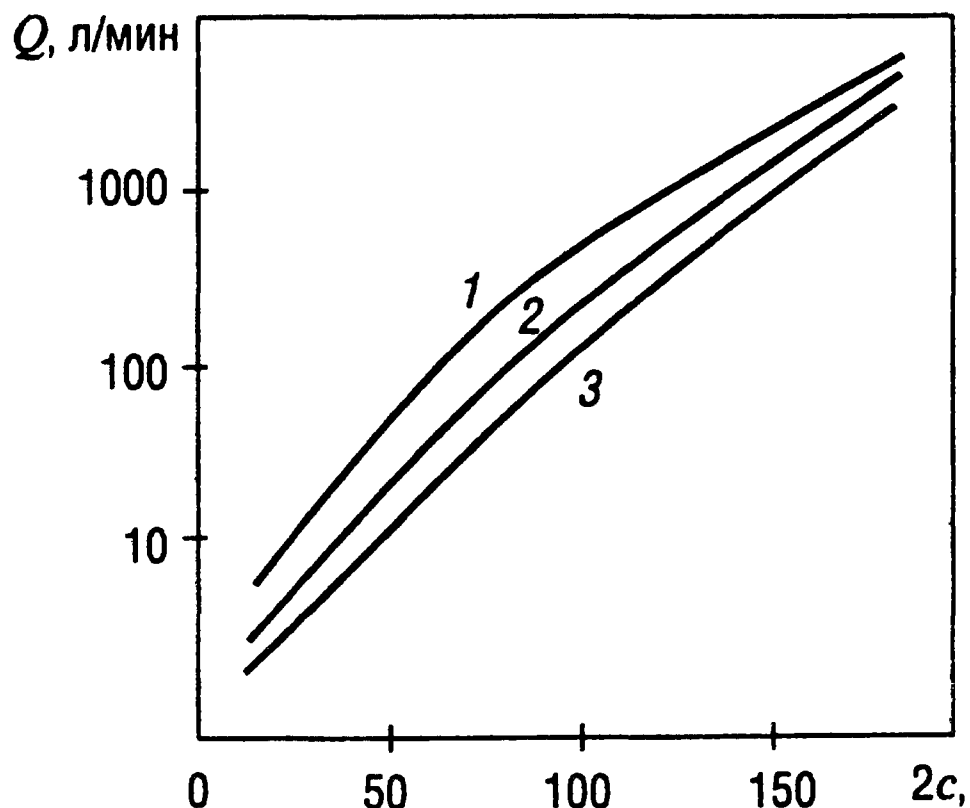
$\Delta_{\text{экв}}, \text{ мм}$	$l, \text{ мм}$	$P = 12,5 \text{ МПа}$	$P = 17,5 \text{ МПа}$
0,0	35,5	2,1224676E-4	3,5199823E-4
	71,0	1,0339110E-4	1,7146780E-3
	106,5	2,8212406E-3	4,6788543E-3
	142,0	6,4880499E-2	1,0760035E-2
	177,5	1,2810147E-2	2,1244844E-2
	248,5	4,0172137E-2	6,6623025E-2
0,001	35,5	3,7991278E-5	8,6762244E-5
	71,0	4,1829413E-4	8,9795544E-4
	106,5	1,7615444E-3	3,4618730E-3
	142,0	5,2001900E-3	9,4424561E-3
	177,5	1,1509312E-2	1,9995216E-2
	248,5	3,9107196E-2	6,5658435E-2
0,01	35,5	1,2208432E-5	2,8296427E-5
	71,0	1,4445784E-4	3,3198352E-4
	106,5	7,0902385E-4	1,5932412E-3
	142,0	2,6511198E-3	5,6742751E-3
	177,5	7,3739253E-3	1,4766501E-2
	248,5	3,3446271E-2	5,9788965E-2
0,05	35,5	5,4677321E-6	1,2690616E-5
	71,0	6,5169537E-5	1,4099274E-4
	106,5	3,2648235E-4	7,5260620E-4
	142,0	1,2859299E-3	2,9239941E-3
	177,5	3,9298004E-3	8,6902054E-3
	248,5	2,3404507E-2	4,6658784E-2
0,1	35,5	3,8669737E-6	8,9768255E-5
	71,0	4,6132645E-5	1,0699814E-4
	106,5	2,3173506E-4	5,3609192E-4
	142,0	9,1960136E-4	2,1121416E-3
	177,5	2,8567854E-3	6,4587658E-3
	248,5	1,8393800E-2	3,8570486E-2

Таблица 6. Объемный расход воды, м³/с, для продольной трещины в прямом участке трубопровода Ду 500 ($\xi_m = 1,0$)

$\Delta_{\text{ЭКВ}}$, мм	l , мм	$P = 12,5$ МПа	$P = 17,5$ МПа
0,0	32,0	3,8150712E-4	6,3270616E-4
	64,0	1,8958753E-3	3,1441925E-3
	96,0	5,5374852E-3	9,1835791E-3
	128,0	1,2794988E-2	2,1219702E-2
	160,0	2,5548577E-2	4,2370744E-2
	192,0	4,7935165E-2	7,9497531E-2
0,001	32,0	1,5755213E-4	3,3716354E-4
	64,0	1,3997171E-3	2,6171533E-3
	96,0	4,9743513E-3	8,6466745E-3
	128,0	1,2273280E-2	2,0744776E-2
	160,0	2,5091145E-2	4,1963510E-2
	192,0	4,4878535E-2	7,9147540E-2
0,01	32,0	5,4643438E-5	1,2550958E-4
	64,0	6,4131874E-4	1,4066444E-3
	96,0	3,1585209E-3	6,3481661E-3
	128,0	9,7461408E-3	1,8004812E-2
	160,0	2,2370713E-2	3,9252307E-2
	192,0	4,4878535E-2	7,6619685E-2
0,05	32,0	2,4663093E-5	5,7135891E-5
	64,0	3,0258964E-4	6,9317181E-4
	96,0	1,6719670E-3	3,7053481E-3
	128,0	6,1568888E-3	1,2616115E-2
	160,0	1,6727922E-2	3,2360367E-2
	192,0	3,7904479E-2	6,9017895E-2
0,1	32,0	1,7459735E-5	4,0493025E-5
	64,0	2,1550231E-4	4,9692410E-4
	96,0	1,2136663E-3	2,7476279E-3
	128,0	9,1960136E-3	1,0134304E-2
	160,0	1,3527819E-2	2,7592195E-2
	192,0	3,2846414E-2	6,2645636E-2

Рис. 17. Зависимость объемного расхода воды в трубопроводе Ду 500 через сквозную продольную трещину от ее длины $2c$:

1 — шероховатость $\Delta = 0$ мм;
 2 — шероховатость $\Delta = 0,01$ мм;
 3 — шероховатость $\Delta = 0,1$ мм



Для более верного выбора коэффициентов ξ_m и $\Delta_{экв}$ следует поставить ряд экспериментов по истечению воды через трещины. Эксперимент по определению коэффициента местного сопротивления ξ_m следует проводить на длинных трещинах (еще лучше на длинных усталостных трещинах), для которых влиянием шероховатости можно пренебречь.

Для паропроводов в работе [40] для определения интенсивности течи G использовали уравнение [41]

$$G = 2\mu \frac{kP_{вн}}{k - 1\rho_{in}} \left[1 - \left[\frac{P_{вн}}{P_{вых}} \right]^{\frac{k-1}{k}} \right], \quad (57)$$

где $k = C_p/C_\theta$, C_p , C_θ — теплоемкость соответственно, под давлением и в свободном состоянии; $P_{вн}$ — давление в паропроводе; $P_{вых}$ — давление на выходе пара; ρ_{in} — плотность пара; μ — постоянная.

За рубежом для определения величины течи используют подходы, аналогичные описанным выше. В США используют компьютерную программу PICEP и SQUIRT, разработанные EPRI. В ФРГ разработаны две программы: PIPELEAK (GRS) [44] и FLORA (Siemens-KWU) [45]. В Англии документом R6/Rev3 рекомендованы к применению программы PICEP и SQUIRT [42].

Возможности перечисленных программ показаны в табл. 7.

Перечисленные выше программы основаны на двух моделях истечения: модели Генри [43] (PICEP, SQUIRT и PIPELEAK) и модели Пана [47] (FLORA и PIPELEAK).

Таблица 7. Компьютерные программы и их возможности

Программа	Возможность расчета	Литература
PIPELEAK	Расчет площади раскрытия трещины и течи	[44]
PIPELEAK FLORA PICEP SQUIRT	Расчет истечения жидкого теплоносителя и воды высоких параметров и площади раскрытия	[44] [45] [46]
FLORA PICEP	Расчет истечения пароводяной смеси и перегретого пара	[45] [46]

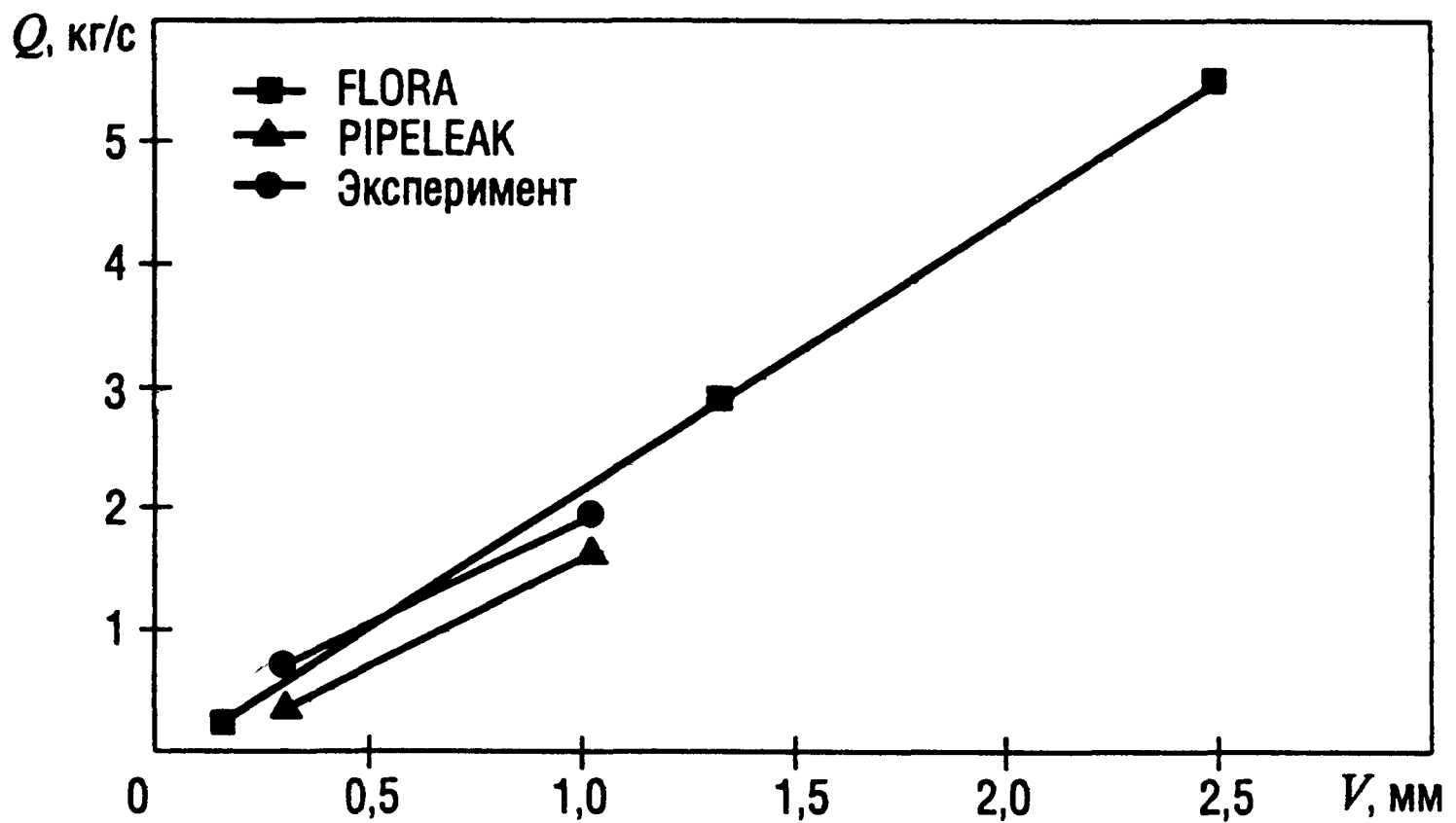


Рис. 18. Зависимость расхода теплоносителя Q от раскрытия трещины V

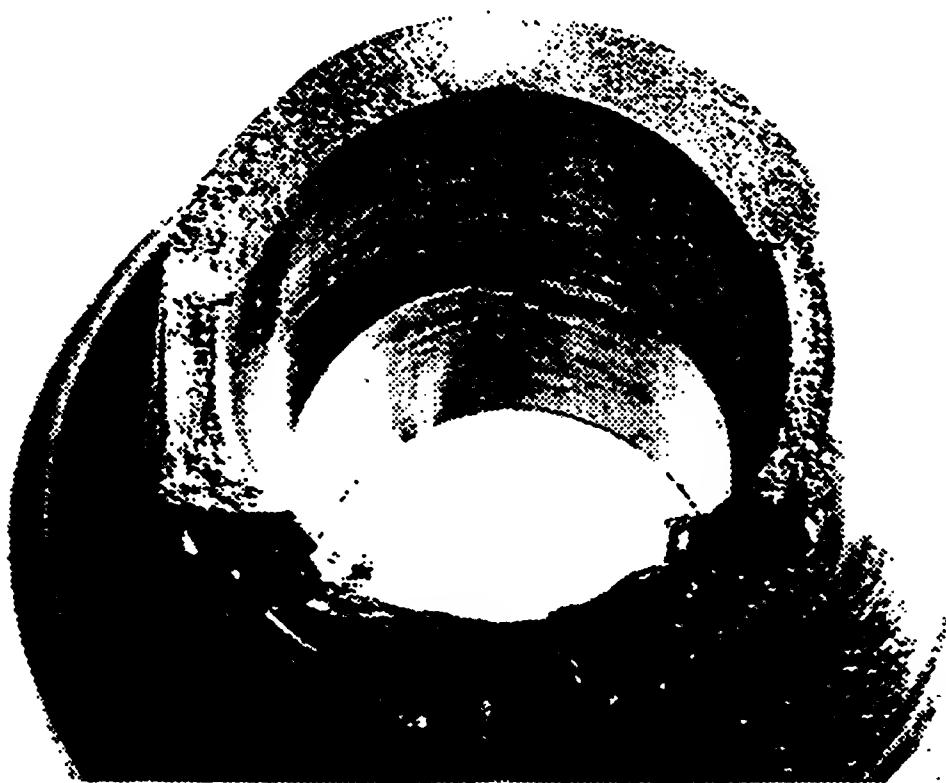


Рис. 19. Поверхность трещины усталости (матовая часть)

5 мм



Рис. 20. Шероховатость поверхности трещины, изображенной на рис. 19

Пример сравнения результатов расчета с данными эксперимента дан в работе [48], авторы которой проводили исследования на полномасштабной трубе под давлением с реальной трещиной. Результаты сравнения представлены на рис. 18. В этой же работе исследовали шероховатость поверхностей трещин. Поверхность трещины усталости в поперечной трещине реального элемента трубопровода после долома показана на рис. 19. Результаты измерений неровностей представлены на рис. 20.

1.8. Методы контроля течи

Методы и средства контроля течи должны обладать достаточной чувствительностью, быстродействием, надежностью, ремонтпригодностью, простотой в эксплуатации, позволяющей оператору ясно и однозначно определить наличие течи и место ее расположения.

В документе [3] проектная течь в рамках концепции ТПР принимается равной 3,8 л/мин. В действительности, для трубопроводов диаметром от 150 мм в зависимости от свойств материала, условий эксплуатации и других факторов может потребоваться существенно более высокая чувствительность средств контроля течей.

С учетом того, что образование течи через сквозную трещину свидетельствует о стадии развитого процесса разрушения конструкции, средства контроля течей не должны срабатывать с большим запозданием. В материалах МАГАТЭ [42] рекомендуется принимать время реагирования на течь не более 1 ч.

Средства контроля течи в рамках концепции ТПР есть элементы системы безопасности, поэтому они должны обладать достаточной надежностью и ремонтпригодностью. Показания приборов контроля течей должны быть понятны оператору и не допускать многозначного толкования.

В настоящее время известны и получили апробацию на АЭС у нас в стране и за рубежом следующие методы контроля течей: по

влажности и температуре воздуха в герметичных помещениях; по радиоактивным аэрозолям; по шумам от течи с использованием микрофонов; по шумам от течи с использованием пьезоэлектрических высокотемпературных датчиков вибрации; по показаниям телевизионных видеокамер; по показаниям телевизионных видеокамер в инфракрасном свете.

Наименьшие течи (до 1 кг/ч) могут быть зафиксированы контролем видеокамерами в инфракрасном свете [42]. Чувствительность этого метода тем выше, чем больше разница температур теплоносителя и воздуха в герметичных помещениях. Недостаток этого метода в том, что он требует постоянного наблюдения оператора.

Методы контроля течей по влажности и по радиоактивности обладают достаточно высокой чувствительностью (примерно 10—100 л/ч для условий реакторов типа ВВЭР-440), однако недостаток этих методов в том, что они не указывают место появления течи.

Приблизленно место появления течи позволяют определить методы контроля, основанные на контроле шумов. Однако эти методы обладают малой чувствительностью (для условий реакторов ВВЭР-440 от 300 л/ч и выше) и повышенной сложностью расшифровки акустических сигналов.

Выбор методов и средств контроля на конкретной АЭС для контроля течей в рамках концепции ТПР должен определяться с учетом специфики конструкций реактора, помещения, в котором размещается оборудование, типа теплоносителя, площади раскрытия трещины, состояния воздуха в помещениях и других факторов.

1.9. Коэффициенты запаса безопасности, применяемые в рамках концепции ТПР, и последовательность анализа

В США [3] приняты следующие коэффициенты запаса безопасности: для чувствительности средств контроля течи 10; для длины сквозной трещины 2; для нагрузки 1,4.

Минимальный расход теплоносителя через сквозную трещину принимают равным 3,8 л/мин для воды под давлением и 19 л/мин для кипящих реакторов.

Оценку условий выполнения концепции ТПР осуществляют в следующей последовательности:

устанавливают постулируемый расход теплоносителя Q_p с уче-

том коэффициента запаса 10; например, для реактора с водой под давлением $Q = 38$ л/мин;

определяют массовый расход теплоносителя G с учетом реальной плотности теплоносителя при истечении;

находят с использованием G эквивалентную площадь раскрытия трещины A_p ;

по известной величине A_p с учетом всех действующих нагрузок определяют соответствующую ей длину сквозной трещины $2c_p$;

методами механики разрушения определяют критические размеры трещины для нагрузки без запаса ($2c_{кр}$) и с запасом 1,4 ($2[c_{кр}]$);

проверяют условия выполнения требуемого уровня безопасности в рамках концепции ТПР

$$2c_p \leq c_{кр}; 2c_p \leq 2[c_{кр}]. \quad (58)$$

Принятая система коэффициентов запаса, по-видимому, не оптимальна. Можно показать, что коэффициент запаса 10 для средств контроля течи является существенно более жестким, чем коэффициенты запаса 2 для длины трещины и 1,4 для нагрузки. Так, для суммы мембранного напряжения и общего изгибного, не превышающего $0,8R_{p0,2}$, можно записать, что максимальный расход теплоносителя $Q_{\max}$ прямо пропорционален площади раскрытия трещины A и квадрату длины сквозной трещины критического размера (см. разд. 1.6 и 1.7).

$$Q_{\max} \sim A \sim c_{кр}^2. \quad (59)$$

Если использовать коэффициенты запаса 10 для контроля течи, то соответствующий размер трещины будет равен:

$$Q_{\text{чувств}} = \frac{Q_{\max}}{10} \sim \frac{c^2}{10} = \left(\frac{c}{3,16} \right)^2, \quad (60)$$

т. е. запас 10 для контроля течи соответствует приблизительно коэффициенту запаса 3,16 для длины трещины, что существенно больше 2.

Возможно, указанным выше обстоятельством вызвана дискуссия среди японских специалистов [42, 81] об использовании для японских АЭС коэффициента запаса 5 для контроля течей.

В работе [50] сообщается, что для новых реакторов фирмы Ве-

стингхауз допускается не использовать коэффициент запаса по нагрузке, т. е. коэффициент запаса по нагрузке принимают 1.

В Великобритании и ФРГ отсутствуют четкие рекомендации по системе коэффициентов запаса в рамках концепции ТПР. Однако на практике в ФРГ придерживаются рекомендаций документа [3]. При этом допускается снижение постулируемых течей.

В России в документе [49], разрешенном к применению Госатомнадзором, предусмотрено применение коэффициентов запаса 10 для контроля течи, 2 — для длины трещины критического размера, а также рекомендован запас на подрост трещины Δc_N , который вводится для обеспечения стабильности сквозной трещины на время, равное 1 году.

Введенный таким образом запас на подрост трещины Δc_N принципиально позволяет включить в систему безопасности ТПР гидравлические испытания на прочность (или плотность), во время которых также появляется возможность диагностировать течи через сквозные трещины.

Реализация коэффициентов запаса в соответствии с [49] принципиально позволяет обеспечить более высокий уровень безопасности по сравнению с системой коэффициентов, рекомендованных [3].

Отличие документа [49] от [3] также в том, что в нем отсутствует постулирование минимального расхода теплоносителя через сквозную трещину.

Минимальный расход теплоносителя и соответствующую ему чувствительность приборов контроля течи определяют с учетом критических размеров сквозной трещины. Такая последовательность анализа обладает преимуществом по следующим причинам:

требования к чувствительности средств контроля течи, определенные в соответствии с [49], более обоснованные, так как они вытекают из фактического уровня трещиностойкости конструкции и условий истечения теплоносителя;

схема анализа, рекомендованная документом [49], может быть применена как к проектируемым реакторам, так и к реакторам, находящимся в эксплуатации. Область применения документа [3] — преимущественно этап проектирования. Применимость схемы анализа [3] на этапе эксплуатации ограничена тем, что при получении отрицательного результата анализа (низкие коэффициенты запаса) требуется реконструкция реактора, что в условиях действующей АЭС, как правило, трудно выполнимо.

1.10. Недостатки классического подхода к проблеме обеспечения безопасности на основе концепции ТПР

Описанные выше в разд. 1.4—1.9 методы анализа в совокупности позволяют на практике реализовать концепцию ТПР в том виде, в каком она была сформулирована ее автором Ирвиным [1]. Однако, как уже отмечалось в разд. 1.1., главная цель концепции ТПР — предупреждение полного внезапного разрыва трубопровода или сосуда давления, в полной мере не достигается. Возможные сценарии развития процесса разрушения без течи трубопровода с любой, даже самой высокой трещиностойкостью, описаны в разд. 1.1.

Таким образом, главным недостатком ТПР в общепринятой, классической постановке является то, что она не исключает в полной мере возможность внезапного полного разрыва трубопровода или сосуда давления.

Отсюда следуют и другие недостатки:

реализация концепции ТПР в классической постановке создает предпосылки для негативного влияния на надежность конструкций через «человеческий фактор», который играет серьезную, а может быть, и ведущую роль в поддержании высокого уровня надежности элементов конструкций, находящихся в эксплуатации;

в рамках классического подхода к концепции ТПР недостаточное внимание уделяется традиционным базовым факторам, определяющим надежность конструкции. Среди этих факторов особо следует выделить периодический неразрушающий контроль во время эксплуатации, гидравлические испытания, учет режимов эксплуатации и др. Указанные факторы в совокупности, как будет показано ниже, могут оказывать существенное, а в некоторых случаях решающее влияние не только на возможность полного разрушения конструкции, но и на возникновение в ней течи.

Преодоление указанных недостатков возможно на основе использования системного подхода к проблеме прочности конструкций, находящихся в эксплуатации.

1.11. Системный подход к применению концепции ТПР на стадии эксплуатации АЭС

Системный подход как научное направление возник в начале 70-х годов [51]. Применительно к проблеме обеспечения прочности элементов конструкций действующих АЭС методология сис-

темного подхода развивается, начиная со второй половины 70-х годов [52—55].

Системный подход позволяет наиболее полно рассмотреть проблему и обеспечить ее комплексное и оптимальное решение.

Уже первые исследования применения концепции ТПР для реакторов советского производства были выполнены с использованием системного подхода [9,10].

Прежде чем переходить к изложению системного варианта концепции ТПР, необходимо рассмотреть ближайшие ее аналоги: фундаментальную концепцию безопасности и концепцию предупреждения разрывов трубопроводов, разработанные в ФРГ [56—58].

1.11.1. Концепция предупреждения разрывов трубопроводов и фундаментальная концепция безопасности ядерных реакторов

Фундаментальная концепция безопасности оборудования АЭС была разработана в ФРГ в 70-х — начале 80-х годов [56, 57]. Цель концепции — исключение катастрофических разрушений на АЭС. Концепция представляет собой совокупность принципов, рекомендаций и условий, охватывающих этапы проектирования, изготовления и эксплуатации, выполнение которых должно минимизировать или полностью исключить возможность разрушений с катастрофическими последствиями.

На рис. 21 представлена схема, характеризующая основные элементы фундаментальной концепции безопасности ФРГ [56—58]. В совместном докладе специалистов ФРГ и Франции [59, 61] концепцию предупреждения разрывов тесно связывают с фундаментальной концепцией безопасности (рис. 22). При этом в докладе [6], сделанном на этой же конференции, предлагается увязать в одно целое фундаментальную концепцию безопасности, концепцию предупреждения разрывов и анализ аварий (accident analys) (рис. 23)

Схема практической реализации работ по исключению разрывов и работ в рамках собственно концепции ТПР приведены соответственно на рис. 24 и 25 [58].

Реализация концепции предотвращения разрывов трубопроводов позволила ввести в ФРГ в нормативные документы следующие размеры постулируемых течей, используемых при проектировании систем безопасности [59]:

течь через отверстие $\leq 2A$ (A — площадь сечения главного трубопровода) при проектировании контейнмента и систем локали-

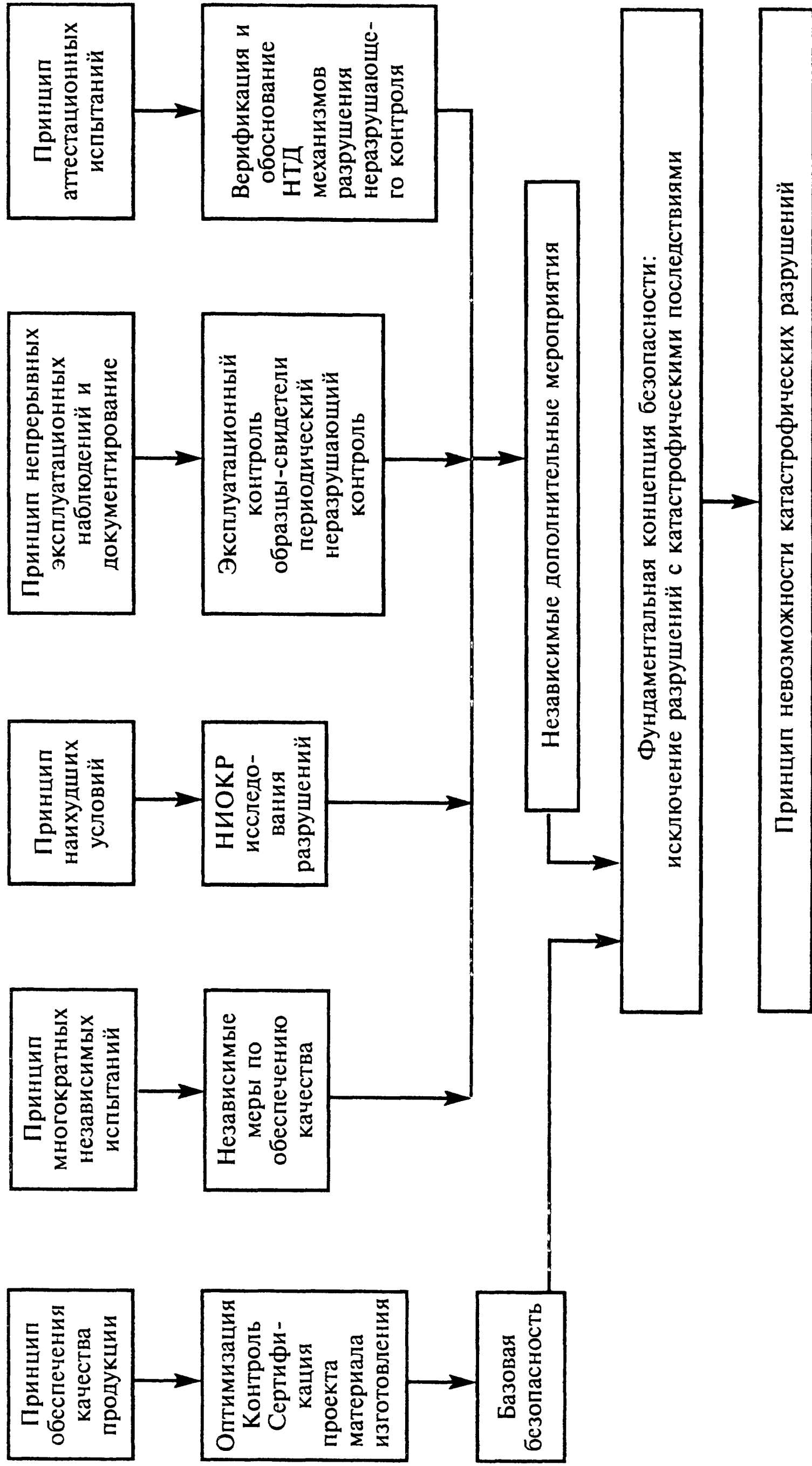


Рис. 21. Обобщенная схема фундаментальной концепции безопасности для исключения разрывов



Рис. 22. Обобщенная концепция предотвращения разрывов конструкций под давлением новых АЭС с Ду ≥ 150 мм

зации аварий; течь через отверстие 0,1А — для определения реактивных сил при проектировании главных трубопроводов, внутрикорпусных устройств, вспомогательных трубопроводов с диаметром > 200 мм.

Фундаментальная концепция безопасности ФРГ, включающая как составные части концепцию предупреждения разрывов и концепцию ТПР,— прогрессивный шаг в методологии обеспече-



Рис. 23. Обобщенная концепция предотвращения разрывов конструкций под давлением новых АЭС с Ду ≥ 150 мм



Рис. 24. Схема реализации концепции предупреждения разрывов

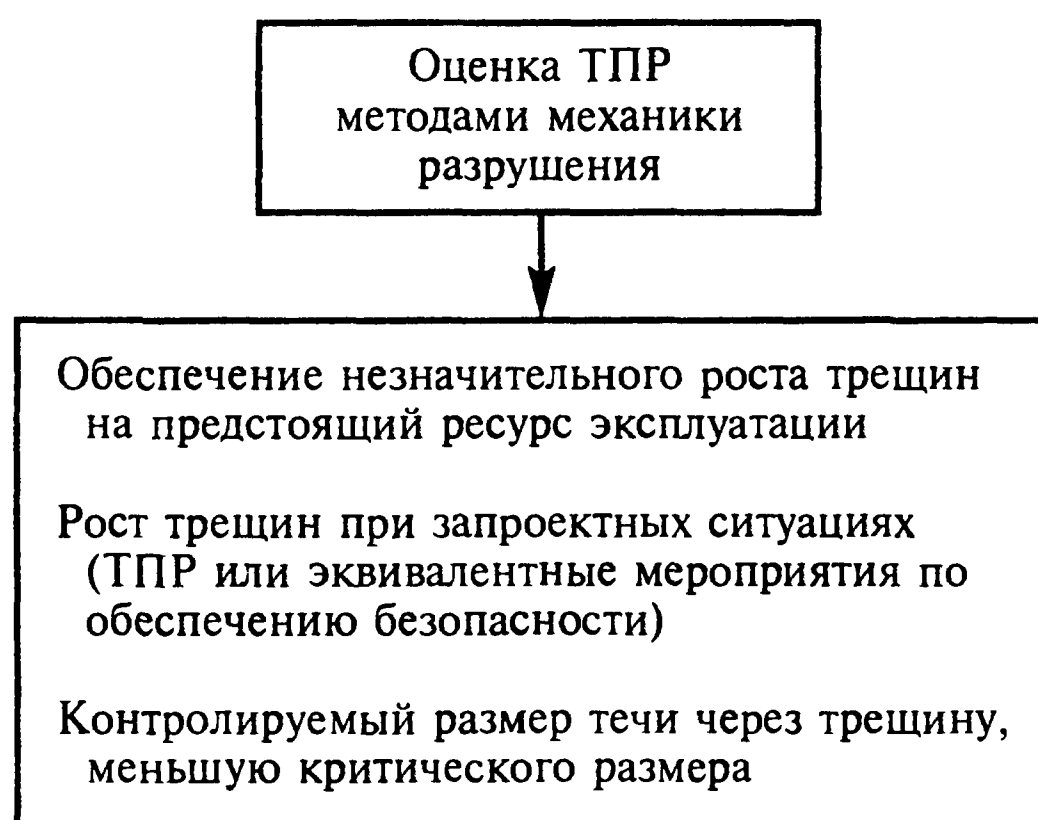


Рис. 25. Оценка ТПР и определение коэффициентов безопасности

ния безопасности АЭС. Она является попыткой более высокого уровня комплексного осмысления проблемы безопасности АЭС по сравнению с методологией экспертных оценок, в основном используемой при разработке нормативных документов, проектов и организации работ в области безопасности АЭС. В то же время эта концепция не лишена недостатков. Главный из них, по-видимому, в том что, вобрав в себя все лучшее в области безопасности на методологическом уровне на момент ее создания, эта концепция не обладает внутренней логикой построения, вследствие чего отдельные ее элементы представляются слабо связанными с остальными элементами.

Применительно к проблемам ТПР и исключения разрывов трубопроводов фундаментальная концепция безопасности не обеспечивает достаточной комплексности исследований. Это следует из того, например, что на конференции [4] не было представлено ни одного доклада (за исключением доклада [60]*), в котором бы был реализован комплексный характер анализа. Более того, в докладе [61], посвященном анализу работ по реализации концепции ТПР на совместном франко-германском реакторе нового поколения, рассматривались только разрушения, системы контроля течей и коэффициенты запаса безопасности.

Фундаментальная концепция безопасности ФРГ не предусматривает также анализ условий разрушения трубопроводов без течей, а следовательно, и целенаправленных, достаточно обоснованных мероприятий для исключения подобных событий. Отсутствуют также методики анализа надежности системы безопасности ТПР и критериев ее полной реализации.

Указанные недостатки в методологии работ по предупреждению разрывов трубопроводов давления, разработанной в ФРГ в рамках фундаментальной концепции безопасности, могут быть преодолены на основе методологии системного подхода.

* Комплексный характер исследований применения концепции ТПР для реакторов ВВЭР-440 был реализован нами уже в 1987—1988 гг. в работах [9, 10], отчеты по которым были переданы в восточно-европейские страны, ФРГ и МАГАТЭ. Комплексный характер исследований в этих работах обеспечивался на основе системного подхода. Техническое задание на работы по ТПР в рамках TACIS-91 было разработано г-ном Пийе (представителем КЕС) и автором (представителем концерна Росэнергоатом).

1.11.2. Система безопасности ТПР (СБ ТПР) и ее системные свойства

Как было показано в работах [62, 63], системный подход и системные методы эффективны только тогда, когда они применяются для исследований системных свойств и системных закономерностей. Системные свойства — это такие свойства, которые относятся ко всей системе.

В разд. 1.1 и 1.2 уже были даны определение системы безопасности ТПР и предварительная схема ее функционирования (см. рис. 8, 9). На рис. 26 изображена полная структурная схема СБ ТПР.

Элементы системы 1—5, 7 и 8 представляют материальную часть системы. Персонал, представленный элементом 6, является частью собственно системы ТПР. Он занимается обслуживанием средств контроля течи и ведет наблюдения. Персонал, представленный элементом 9, является общестанционным; он определяет функциональное состояние элементов СБ ТПР, управляет АЭС или ведет техническое обслуживание. Деятельность персонала регулируется НТД (элемент 10).

Обобщение опыта работы СБ ТПР (элемент 11) позволяет осуществлять модернизацию и/или улучшение системы.

Для дальнейшего анализа можно выделить следующие системные свойства системы безопасности ТПР: комплексность; функциональность; надежность; оптимальность.

Комплексность — свойство системы, которое определяется всеми элементами, имеющими для нее значение и необходимыми для ее функционирования.

Степень способности системы выполнять функции, для которых она создана, определяется функциональностью.

Надежность системы можно рассматривать в определенном смысле как количественную меру оценки функциональности системы.

Оптимальность системы определяется ее способностью выполнять свои функции с минимальными временными и материальными затратами.

В представленной на рис. 26 структурной схеме СБ ТПР отражены все структурные элементы, необходимые для ее функционирования. Каждый из структурных элементов системы имеет свою подструктуру. Так, персонал характеризуется уровнем квалификации, дисциплиной, организационной структурой и други-

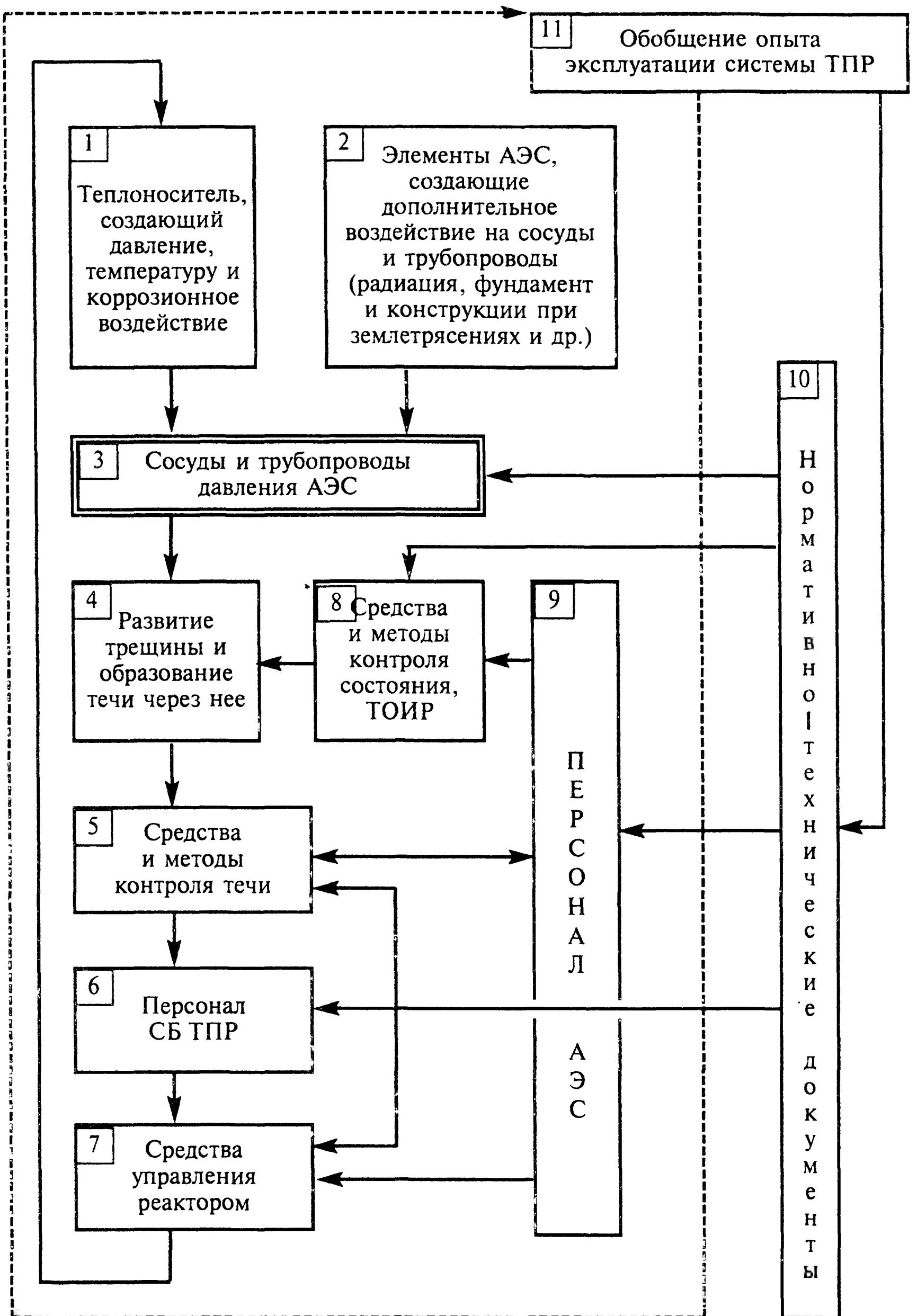


Рис. 26. Структурная схема СБ ТПР

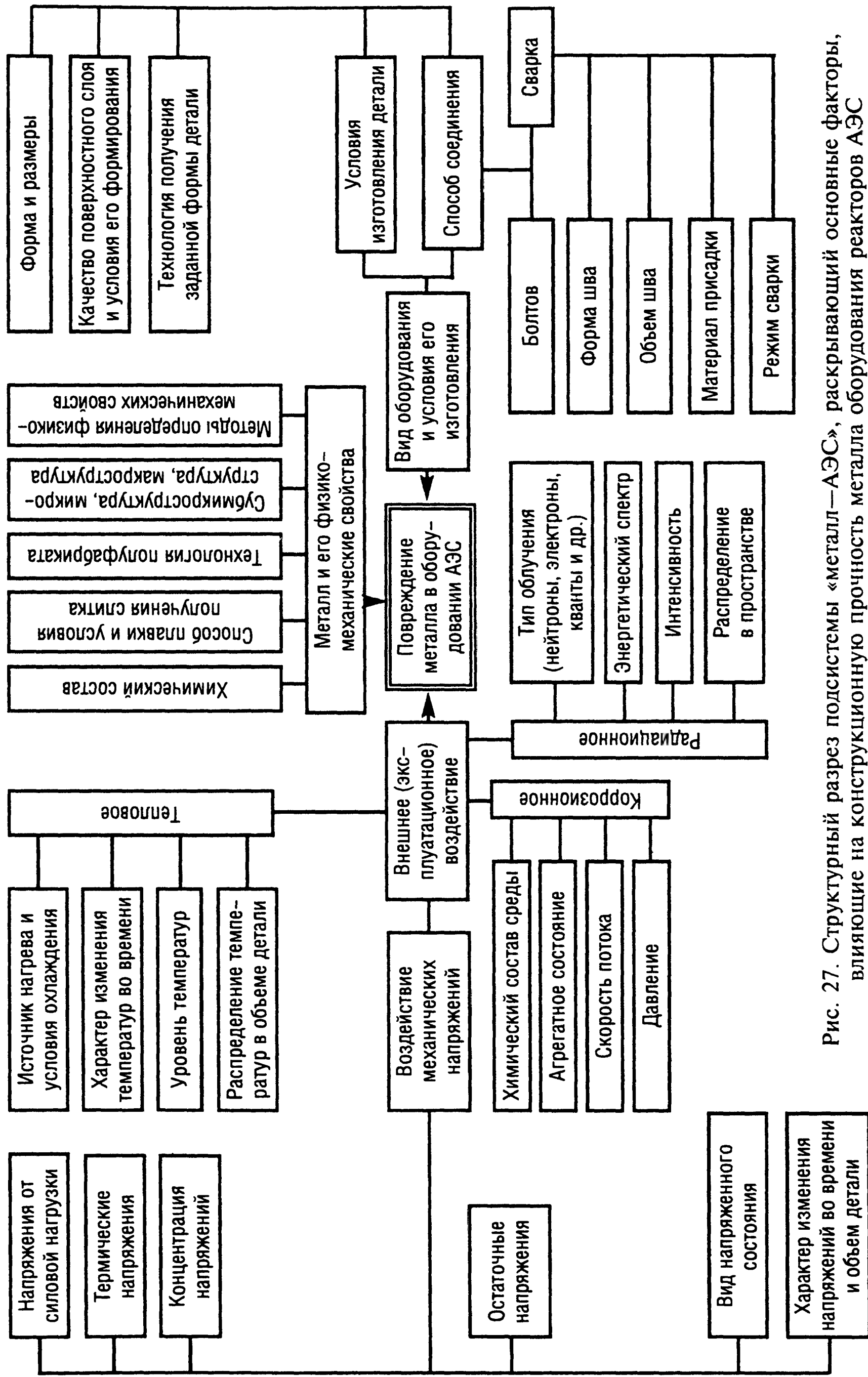


Рис. 27. Структурный разрез подсистемы «металл—АЭС», раскрывающий основные факторы, влияющие на конструкционную прочность металла оборудования реакторов АЭС

ми свойствами. Ряд этих свойств, имеющих принципиально важное значение для СБ ТПР, будет рассмотрен в разд. 2.

Для обеспечения комплексности СБ ТПР важное значение имеет подструктура элементов 1—4 и 8. Строение этих элементов может быть охарактеризовано структурным, функциональным и хронологическим разрезами подсистемы «металл—АЭС» (рис. 27—29) [53]. Элементы системы «металл-АЭС», которая по отношению к СБ ТПР является подсистемой, необходимо принимать во внимание при организации работ по исследованию и реализации концепции ТПР. Учет структурных элементов, отраженных на рис. 26—29, обеспечивает комплексность СБ ТПР (точнее, элементов 1—4 и, частично, 8—11).

Схему СБ ТПР (см. рис. 26) можно считать также и функциональной схемой, так как в ней отражена (стрелками) взаимосвязь элементов системы. Из функциональной схемы очевидно, что система способна выполнять свои функции. Однако степень эффективности системы не известна. Для ее определения необходим дополнительный анализ. Частичный анализ функциональности СБ ТПР, основанный на классическом подходе к реализации концепции ТПР (см. разд. 1.1), показал, что СБ ТПР в классическом варианте не в полной мере выполняет свою функцию и допускает возможность полного разрыва трубопроводов без течи. Дальнейший анализ свойства функциональности будет продолжен в разд. 1.12 и 1.13 (в теоретическом плане) и в гл. 2 (на конкретных примерах).

Методы анализа, результаты и технологии обеспечения надежности и оптимальности СБ ТПР рассмотрены также в гл. 2 и 3.

1.12. Методы определения вероятности возникновения течи и разрушения

Определение вероятности возникновения течи или разрушения является, по существу, задачей определения прочности и ресурса элементов конструкций, содержащих дефекты типа трещин, в вероятностном аспекте.

Цель анализа прочности и ресурса в вероятностном аспекте — получение количественных вероятностных характеристик прочности и ресурса. Прочность и ее сохранение во время эксплуатации (ресурс) служат главным условием работоспособности и безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. Количественные вероятностные оценки прочности и ресурса представляют, по существу, оценки надежности. Необходимость ана-

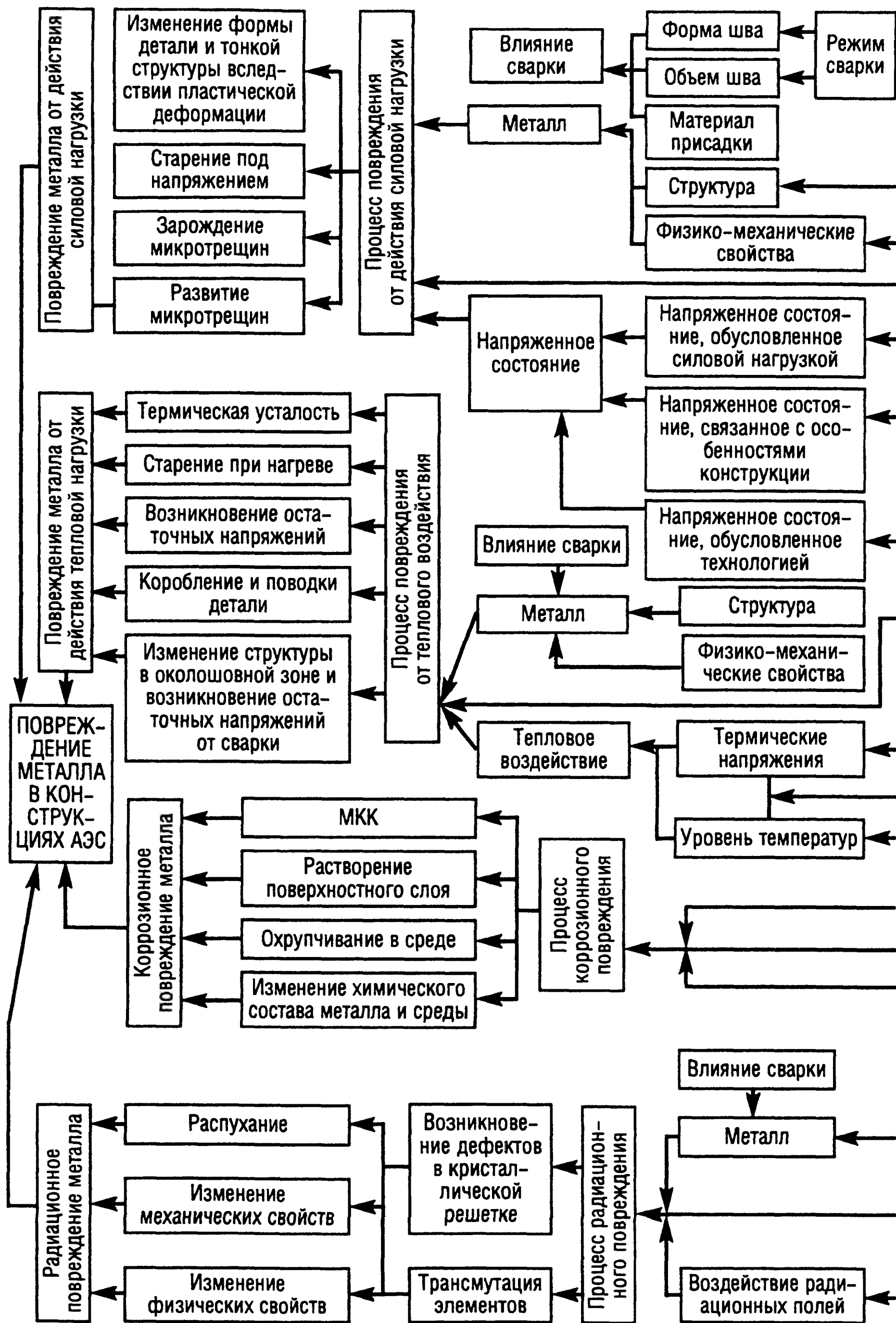
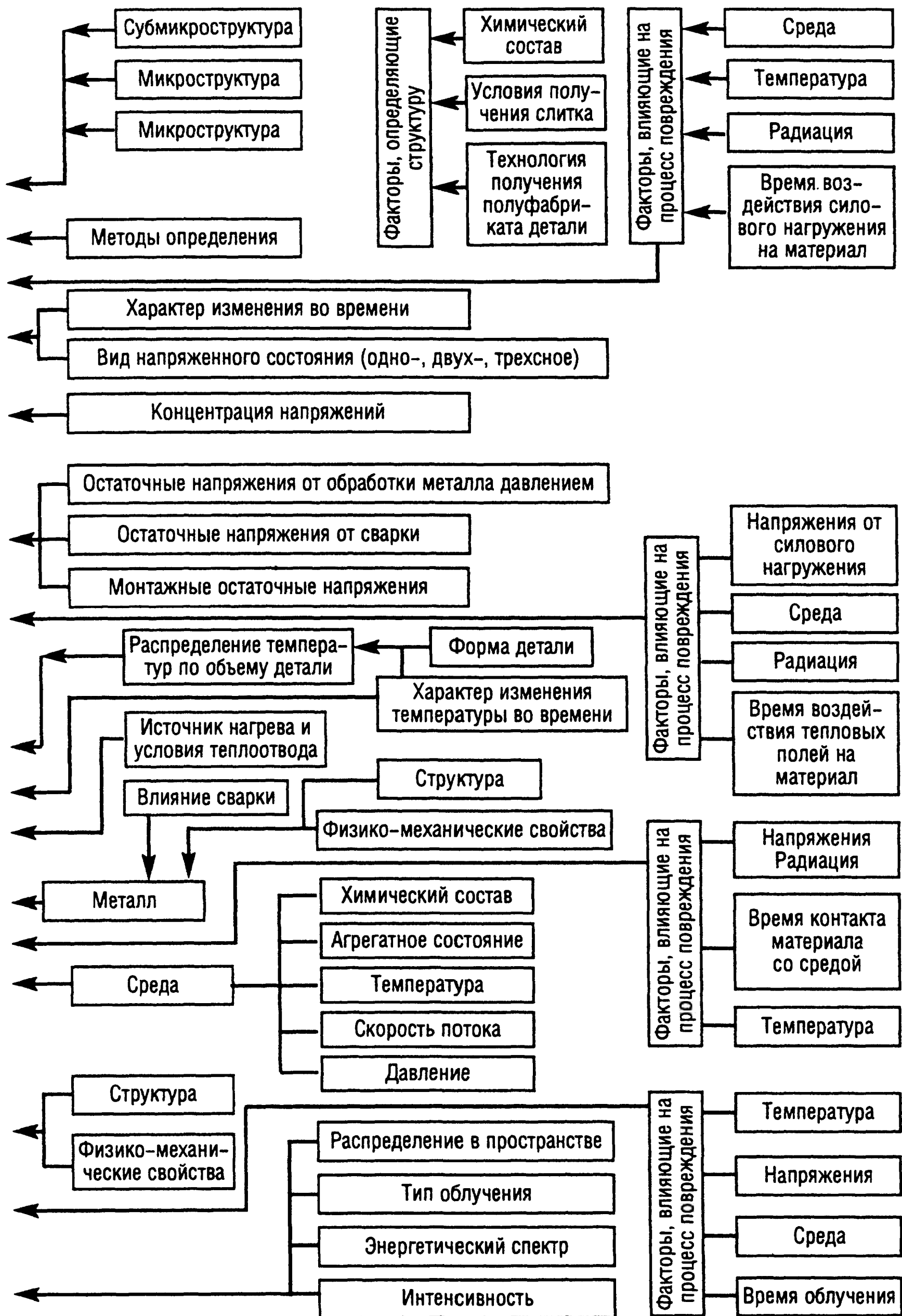


Рис. 28. Функциональный разрез



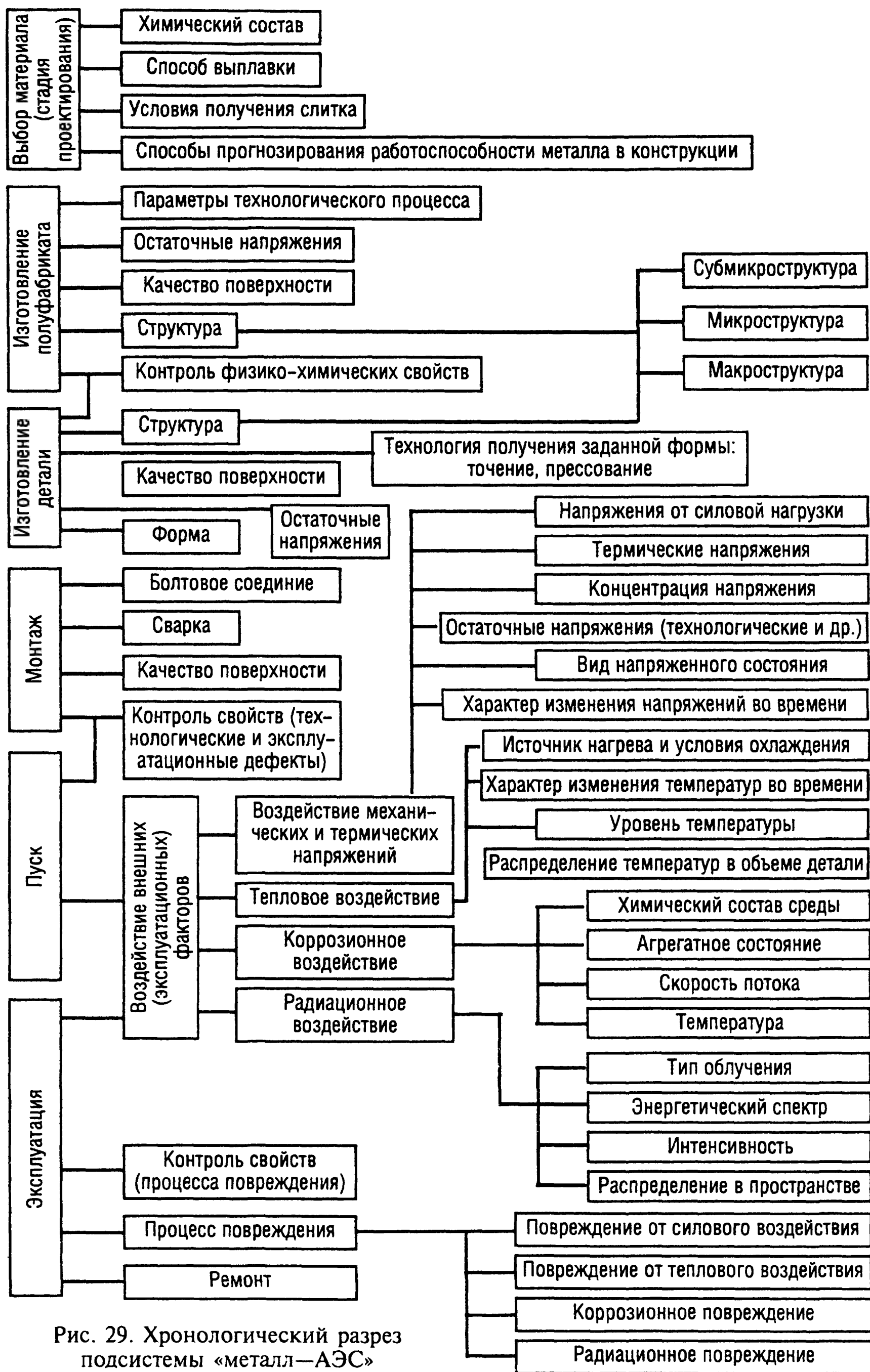


Рис. 29. Хронологический разрез подсистемы «металл—АЭС»

лиза прочности и ресурса в вероятностном аспекте (надежности) обусловлена в общем случае следующим:

1) такой анализ проводится, как правило, без использования коэффициентов запаса прочности и требует привлечения дополнительных данных о факторах, определяющих прочность и ресурс конструкции. Поэтому анализ прочности и ресурса в вероятностном аспекте позволяет получить более точную информацию о состоянии конструкции, что особенно важно для этапа эксплуатации;

2) вероятностный анализ прочности и ресурса позволяет лучше понять природу прочности данной конструкции, более точно и адекватно оценить влияние тех или иных факторов на исчерпание прочности и ресурса;

3) с учетом вероятностной природы образования и роста дефекта можно утверждать, что только вероятностный анализ прочности и ресурса, проводимый с учетом вероятностных закономерностей выявления дефектов при неразрушающем контроле и закономерностей формирования остаточной дефектности позволяет правильно организовать работы по созданию СБ ТПР, только на этом пути возможна полная оптимизация СБ ТПР и достижение приемлемого уровня надежности и безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления.

Вероятностные методы оценки прочности начали развиваться на рубеже 30—40 годов. К настоящему времени имеется достаточный опыт их разработок и применения. В связи с крупными авариями и катастрофами интерес к этим методам возрос, о чем свидетельствуют публикации и международные конференции по этой теме (последняя в прошла в 1996 г. в г. Стокгольме [64]).

У нас в стране в последнее время вероятностные методы оценки прочности и ресурса разрабатывали Н.А. Махутов, Ю.И. Лихачев, В.Т. Трощенко, А.А. Тутнов, В.В. Болотин, В.А. Ткачев и другие, а за рубежом К. Куссмауль Л. Печинко, Ф. Нильсон, А. Лидьярд и др.

По мнению некоторых специалистов, широкому практическому применению подобных методов препятствуют отсутствие достаточных статистических исходных данных и неопределенность получаемых результатов, которая обусловлена большим разбросом конечных результатов, получаемых различными авторами.

На наш взгляд, основные причины недостаточно широкого практического применения вероятностных методов оценки прочности заключаются в отсутствии четкого понимания целей, воз-

возможностей, достоинств, области применения и ограничений вероятностных методов и в отсутствии четких представлений об остаточной дефектности материала конструкции и количественных методов ее оценки.

Рассматриваемые ниже методы и результаты отражают полученный опыт разработки и практического применения вероятностных методов оценки прочности и ресурса к сосудам и трубопроводам давления АЭС [9, 10, 62, 63, 65, 66].

На статистический разброс характеристик прочности и ресурса конструкции влияет большое число факторов, однако, можно выделить несколько из них, оказывающих решающее влияние. Например, статистический разброс прочностных характеристик материала, характеристик условий эксплуатации, прежде всего термосиловых и коррозионных, а также характеристик остаточной дефектности материала конструкции, содержащей сварные соединения, литые или другие элементы, в которых под действием технологии изготовления или условий эксплуатации могут возникнуть несплошности.

Если конструкция находится в состоянии, при котором возможно хрупкое разрушение, и имеется вероятность существования в ней несплошностей, то вероятность хрупкого разрушения такой конструкции можно описать уравнением

$$P_p = \int_{K_{lc \min}}^{K_{lc \max}^*} \rho_{K_{lc}}(K_{lc}) \int_{\sigma_{\min}}^{\sigma_{\max}} \rho_{\sigma} P_a(a > a_{кр}) da dK_{lc}, \quad (61)$$

где $\rho_{K_{lc}}$, ρ_{σ} — соответственно функция плотности вероятностей критических коэффициентов интенсивности напряжений K_{lc} и эксплуатационного напряжения σ ; P_a — интегральная функция вероятностей существования в рассматриваемой оборудовании трещины размером не меньше a .

Область интегрирования в выражении (61) определяется условием

$$\sigma f_1 \sqrt{\pi a} > K_{lc}, \quad (62)$$

где f_1 — функция, зависящая от формы трещины, места ее расположения в конструкции и геометрических размеров трещины и конструкции. Использование условия (62) дает следующие выражения для пределов интегрирования:

$$\left. \begin{aligned} K_{lc \max}^* &= \sigma_{\max} f_1 \sqrt{\pi a_{\max}}; \\ \sigma_{\min}^* &= K_{lc \min} / \left(f_1 \sqrt{\pi a_{\max}} \right); \\ a_{кр} &= K_{lc}^2 / \left(\pi f_1 \sigma^2 \right). \end{aligned} \right\} \quad (63)$$

При этом $\sigma_{\max}$ — максимально возможное эксплуатационное напряжение; $a_{\max}$ — максимально возможный в рассматриваемом оборудовании дефект; $K_{lc \min}$ — нижняя граница для возможных значений коэффициента интенсивности напряжений.

Функции $\rho_{K_{lc}}$ и ρ_{σ} могут быть описаны уравнениями типа нормального закона Гаусса. При стремлении дисперсии к нулю нормальное распределение стремится к δ -функции. В этом случае из уравнения (61) можно получить более простые выражения: в отсутствие разброса σ

$$P_p = \int_{K_{lc \min}}^{K_{lc \max}^*} \rho_{K_{lc}}(K_{lc}) P_a(a > a_{кр}) dK_{lc}; \quad (64)$$

в отсутствие разброса K_{lc}

$$P_p = \int_{\sigma_{\max}}^{\sigma_{\max}} \rho_{\sigma}(\sigma) P_a(a > a_{кр}) d\sigma; \quad (65)$$

в отсутствие разброса σ и K_{lc}

$$P_p = P_a \left[a > a_{кр} = K_{lc}^2 / \left(\pi f_1^2 \sigma^2 \right) \right]. \quad (66)$$

Рассмотрим выражение (66) более подробно, так как в нем в наиболее простом виде проявляется прямая связь между неразрушающим контролем, остаточной дефектностью и прочностью.

Действительно, в соответствии с уравнением (66) вероятность разрушения P_p равна вероятности существования в элементе конструкции несплошности с размерами $a \geq a_{кр}$. Вероятность существования в материале конструкции дефекта $a \geq a_{кр}$ определяется функцией остаточной дефектности P_a , т. е. вероятностной частью остаточной дефектности. Критический размер несплошности определяется по уравнениям разд. 1.4, или в данном случае коэффициентом K_{lc} и действующим в рассматриваемом эле-

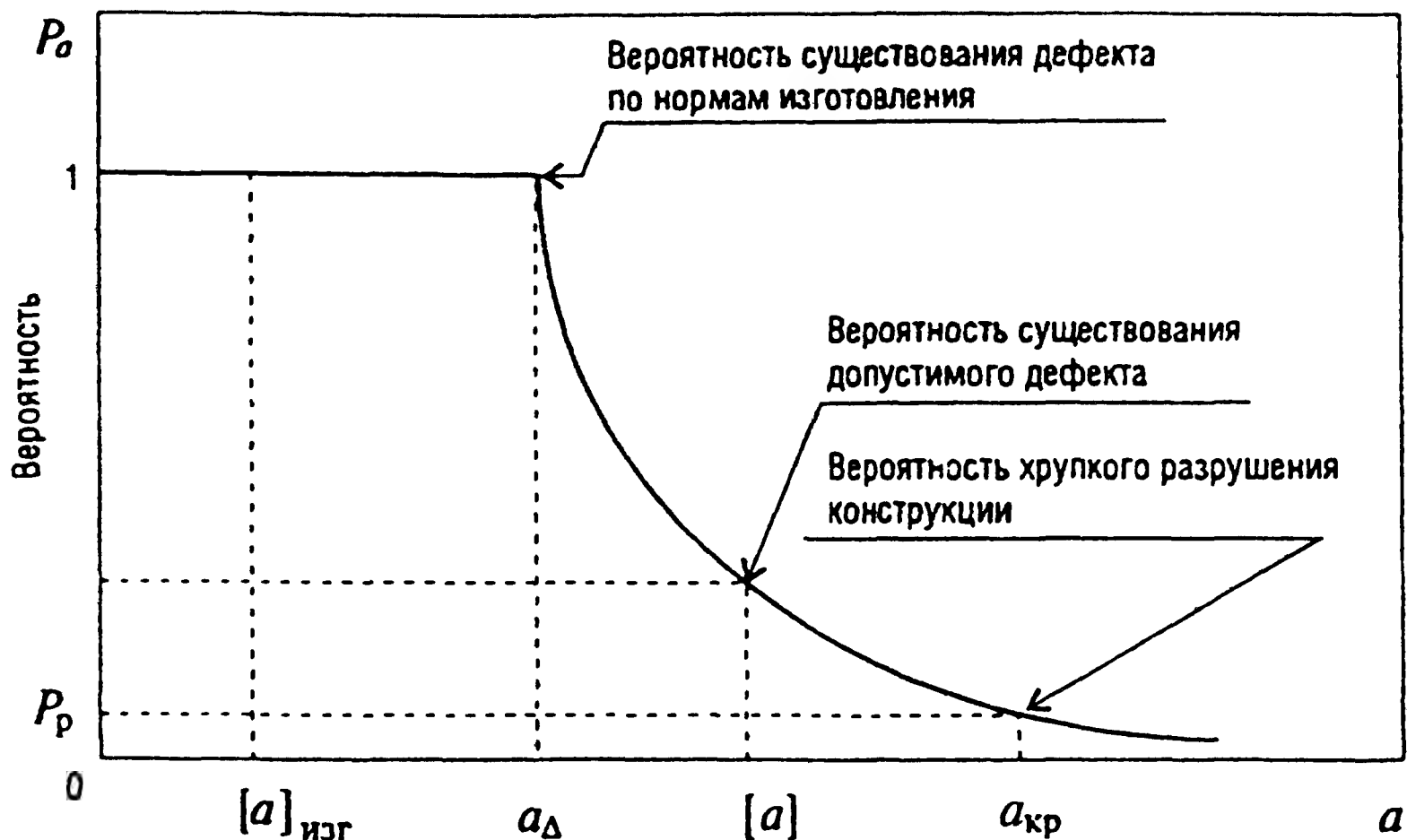


Рис. 30. Схематическое изображение решения уравнения (66) с использованием кривой остаточной дефектности (на схеме также показана вероятность существования в конструкции дефектов $a \geq |a|$, т.е. вероятность ремонта при использовании норм дефектности при эксплуатации, и $a \geq |a|_{\text{изг}}$, т.е. вероятность ремонта при использовании норм дефектности при изготовлении)

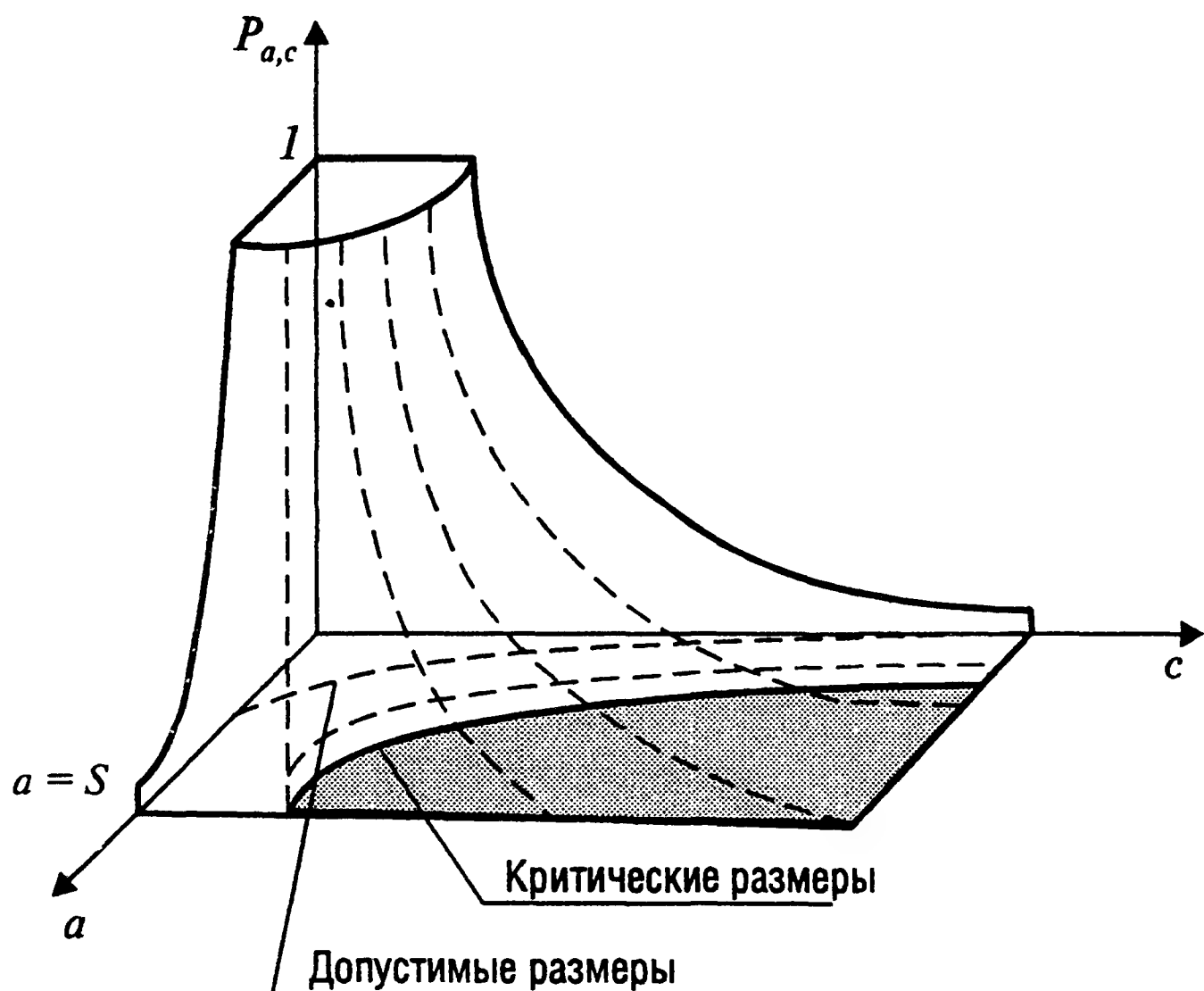


Рис. 31. Интегральная плотность распределения вероятностей существования дефектов с размерами $(a, c) > (a', c')$ (S — толщина стенки)

менте конструкции напряжением σ . На рис. 30 графически изображена схема решения уравнения (66).

При необходимости учета двух размеров несплошности можно использовать уравнения для двумерной функции $P_{a,c}(a, c)$ (более подробно см. [67]). Соответствующее графическое изображение функции $P_{a,c}(a, c)$ дано на рис. 31. Критические значения несплошностей $(a, c)_{кр}$ и допустимые в эксплуатации значения несплошностей $[a, c]$ находят по уравнениям разд. 1.4, а также описанным в [18, 19, 66, 67].

Уравнения типа (61—66) были получены также для квазихрупких и вязких состояний материала конструкции. При этом в качестве основы для описания предельных состояний элементов конструкции с трещиной использовали выражения разд. 1.4.

При необходимости учета влияния времени эксплуатации на вероятность разрушения производят оценку подрастания несплошности с исходными размерами $(a, c)_{исх}$ за время эксплуатации по формулам разд. 1.5. Для расчета принимают новую зависимость $P_{a,\tau}$ с учетом подрастания за время τ . Для приближенной оценки уравнения $P_{a,\tau}$ можно использовать выражение

$$P_{a\tau} = \exp \left[\frac{\gamma(a_{\max} - a_{\Delta})}{(a_{\max} - a_{\Delta}) + (\Delta a_{\max} - \Delta a_{\Delta})} (a - a_{\Delta} - \Delta a_{\Delta}) \right], \quad (67)$$

где $a_{\max}$ — максимально возможный дефект в рассматриваемом элементе конструкции до начала эксплуатации; $\Delta a_{\max}$ — увеличение размера $a_{\max}$ во время эксплуатации; Δa_{Δ} — увеличение размера a_{Δ} за время эксплуатации τ . Возможны также другие варианты определения уравнения для $P_{a,\tau}$.

Уравнение (67) в совокупности с уравнением разд. 1.5 и уравнениями типа (61—66) позволяют оценивать изменение вероятности разрушения во время эксплуатации или вероятности возникновения течи.

При использовании описанной выше методики расчетов были разработаны компьютерные программы для расчета вероятности разрушения и течи с учетом результатов дефектоскопического контроля.

В заключение необходимо дать некоторые пояснения особенностей и критериев оценки прочности, ресурса и надежности элементов конструкции в вероятностном аспекте.

При традиционных, детерминистических, расчетах в обосновании прочности, ресурса и надежности элементов конструкций

используют систему коэффициентов запаса прочности. Например, при расчете прочности по критерию сопротивления вязкому разрушению (без учета остаточной дефектности) используют два коэффициента запаса прочности: коэффициент запаса $n_{0,2}$ для предела пластичности $R_{p0,2}$ и коэффициент запаса n_m для предела прочности R_m [17]. С использованием коэффициентов запаса прочности $n_{0,2}$ и n_m определяют так называемое допустимое напряжение $[\sigma]$, которое соответствует меньшему из двух значений

$$[\sigma] = \frac{R_{p0,2}}{n_{0,2}} \quad \text{и} \quad [\sigma] = \frac{R_m}{n_m}. \quad (68)$$

Критерий прочности (неразрушения по вязкому механизму) при этом

$$\sigma_m \leq [\sigma], \quad (69)$$

где σ_m — действующее в конструкции так называемое мембранное (т. е. среднее по сечению) напряжение. При этом предполагается, что ресурс рассматриваемого элемента конструкции по критерию сопротивления вязкому разрушению обеспечен до тех пор, пока выполняется условие (69). Надежность этого элемента конструкции по критерию сопротивления вязкому разрушению равна 1 (т. е. вероятность разрушения равна нулю) до тех пор, пока выполняется условие (69).

Аналогичные коэффициенты запаса прочности используют при расчетах на сопротивление вязкому, квазихрупкому и хрупкому разрушению при наличии дефектов сплошности материала конструкции, при расчетах на сопротивление зарождению трещин усталости [17] и расчетах в рамках концепции ТПР. При этом коэффициенты запаса применяют для определения не только допустимых напряжений, но и числа циклов нагружения (при расчетах на сопротивление зарождению трещин усталости), допустимой температуры эксплуатации (при расчетах на сопротивление хрупкому разрушению) и т. п.

При расчетах прочности, ресурса и надежности элементов конструкций в вероятностном аспекте коэффициенты запаса прочности, как правило, не используют, а, следовательно, не используют понятия допустимых напряжений, циклов нагружения, температур и т. д.

Цель расчетов прочности, ресурса и надежности элементов

конструкций в вероятностном аспекте — определение вероятности сохранения рассматриваемой конструкцией прочности по различным критериям сопротивления разрушению.

Например, при расчетах прочности по критерию сопротивления вязкому разрушению конструкции, не содержащей трещин, определяют вероятность событий $\sigma_m \geq R_{P0,2}$; т. е. вероятность появления в конструкции недопустимых деформаций $P_{0,2}$

$$P(\sigma_m \geq R_{P0,2}) = P_{0,2} \quad (70)$$

или вероятность разрушения P_m

$$P(\sigma_m \geq R_{P0,2}) = P_m.$$

Критерием приемлемого уровня прочности может служить условие типа:

$$P_m \leq [P]; \quad P_{0,2} \leq [P], \quad (71)$$

где $[P]$ — допустимый уровень вероятности разрушения.

Значение $[P]$ может лежать в диапазоне от 0 до некоторых фиксируемых конечных значений, зависящих от назначения конструкции, последствий ее разрушения, затрат на обеспечение высокого уровня прочности и т. п.

В настоящее время в нормативных документах ядерной энергетики величина $[P]$ определена только для корпуса реактора типа ВВЭР. Вероятность разрушения корпуса реактора [15]

$$P_p \leq [P_p] = 10^{-7} \text{ (реактор} \cdot \text{год)}^{-1}. \quad (72)$$

В рекомендациях МАГАТЭ предлагается суммарную вероятность разгерметизации сосудов и трубопроводов первого контура и защитной оболочки (контейнмента) с выходом газообразных радиоактивных веществ в атмосферу принимать на уровне не более $10^{-6} \text{ (реактор} \cdot \text{год)}^{-1}$. При этом вероятность разгерметизации контейнмента рекомендована на уровне 10^{-1} , что означает, что вероятность разгерметизации первого контура может быть принята на уровне $\sim 10^{-5} \text{ (реактор} \cdot \text{год)}^{-1}$, т. е.

$$P_p \leq [P_p] \cong 10^{-5} \text{ (реактор} \cdot \text{год)}^{-1}. \quad (73)$$

Ресурс безопасной эксплуатации в вероятностном аспекте может быть определен как время, в течение которого обеспечиваются условия прочности в виде (72) или (73). На рис. 32 схема-

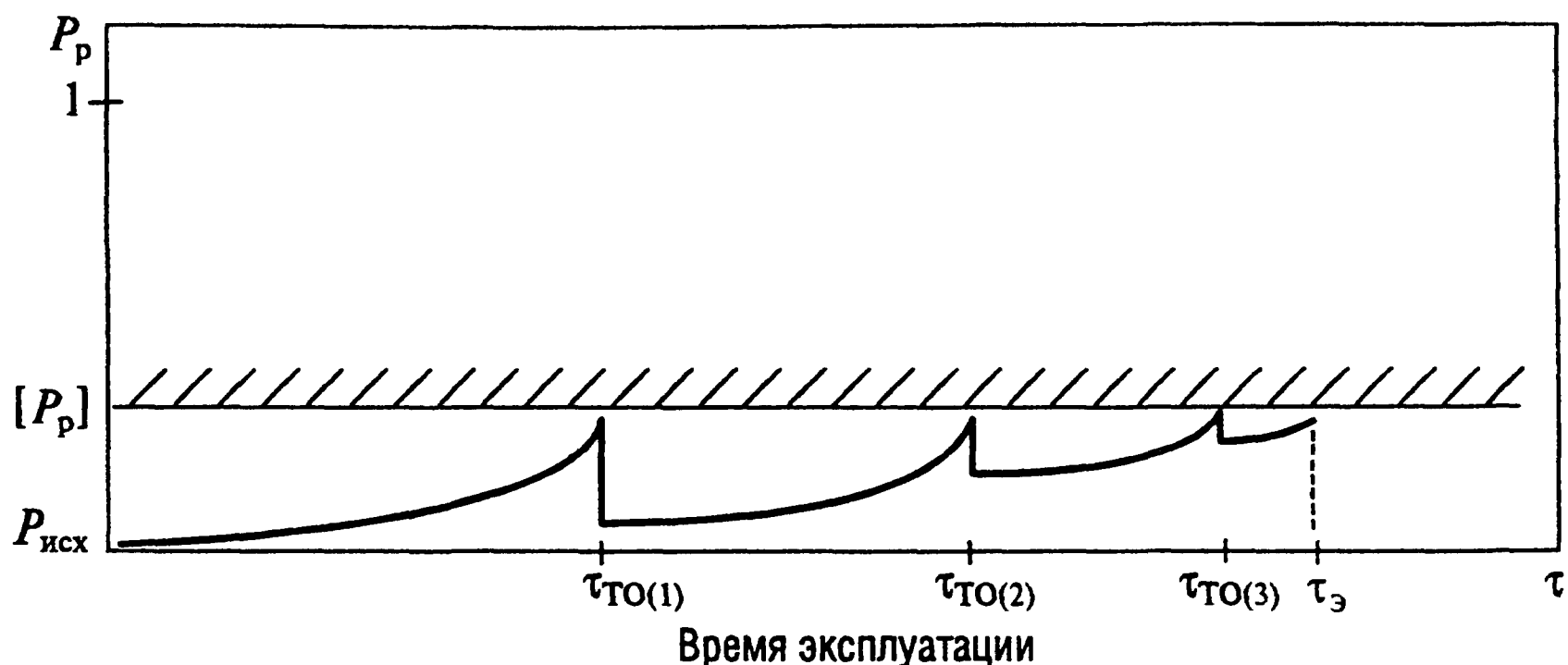


Рис. 32. Определение ресурса эксплуатации

тически показано определение ресурса эксплуатации в вероятностном аспекте.

Если исходный уровень вероятности разрушения равен $P_{исх}$, то во время эксплуатации вследствие развития различного рода процессов повреждения металла вероятность разрушения рассматриваемой конструкции будет увеличиваться. При достижении P_p значения $[P]$ необходимо либо выводить конструкцию из эксплуатации, либо проводить технические мероприятия, приводящие к снижению вероятности ее разрушения. Такие мероприятия можно назвать техническим обслуживанием (ТО) конструкции (например, НКЭ + ремонт выявленных дефектов).

После ТО вероятность разрушения конструкции снижается. На рис. 32 это соответствует времени $\tau_{ТО(2)}$ и $\tau_{ТО(3)}$. Когда возможность снижения вероятности разрушения за счет ТО исчерпывается, наступает окончательное исчерпание ресурса эксплуатации, на рис. 32 ресурс эксплуатации соответствует времени $\tau_э$.

Надежность также можно определить через прочность как вероятность того, что рассматриваемая конструкция не разрушится или не получит деформаций недопустимых размеров. Если обозначить надежность по критерию разрушения символом H_p , можно записать

$$H_p = 1 - P_p. \quad (74)$$

Под разрушением можно понимать не только стадию окончательного разрушения конструкции, но и начальные стадии разрушения, такие, как появление остаточных пластических деформаций, зарождение трещин различной природы (усталости, коррозионного растрескивания, технологической природы и т. п.),

развитие трещин до образования течи в сосуде давления. В соответствии с этим можно говорить о надежности конструкции по различным критериям, например, о надежности сосуда давления по критерию образования в нем течи через устойчивую сквозную трещину, надежности конструкции по критерию появления в ней дефекта сплошности недопустимого размера и т. п.

В дальнейшем, при рассмотрении прочности, ресурса или надежности, как правило, критерий оговаривается.

1.13. Требования к дефектоскопическому контролю

Из разд. 1.12 следует, что надежность конструкции обусловлена имеющимися дефектами сплошности. Всю совокупность дефектов сплошности конструкции определим как остаточную дефектность (остаточную после изготовления и контроля). Очевидно, остаточная дефектность тем меньше, чем выше качество неразрушающего дефектоскопического контроля (НК).

Качество НК определяется его достоверностью или, в более узком смысле, выявляемостью дефектов, которую можно измерить вероятностью $W(a)$ обнаружения дефектов размером a .

В работах [62, 63, 65] для описания вероятности обнаружения дефекта использовали уравнение

$$\begin{aligned} W &= (1 - \varepsilon) - (1 - \varepsilon) \exp[-\alpha(a - a_0)], \quad \text{при } a > a_0; \\ W &\equiv 0, \quad \text{при } a < a_0; \end{aligned} \quad (75)$$

где ε — постоянная, характеризующая принципиальные ограниченные возможности данного метода контроля; α — постоянная, характеризующая выявляемость дефектов в зависимости от их размеров; a_0 — постоянная, связанная с чувствительностью метода контроля.

С учетом конечных размеров стенок сосудов и трубопроводов давления, соизмеримых с размерами дефектов, постоянную ε можно опустить, при этом влияние «человеческого фактора» или приборно-методических недостатков будет учтено коэффициентом α . В этом случае уравнение (75) трансформируется в уравнение

$$W = 1 - \exp[-\alpha(a - a_0)]. \quad (76)$$

Для учета влияния на выявляемость двух линейных размеров

дефекта: глубины в направлении поверхности a и протяженности c в работе [66] использовали уравнение

$$W = 1 - \exp[-\alpha (a - a_0)/a/c]. \quad (77)$$

Уравнение (77) справедливо в области $a \geq a_0$ $c \geq a$.

Постоянные ε , α и a_0 назовем постоянными выявляемости дефектов при контроле. Каждая из них характеризует соответственно предельную выявляемость контроля ε , выявляемость в зависимости от размера дефекта α (в дальнейшем коэффициент выявляемости) и чувствительность метода контроля a_0 .

Известно, что, как правило, после изготовления в материале конструкции имеются дефекты, и что всегда существует конечная вероятность (во многих случаях большая) пропустить при контроле дефект. В связи с этим можно утверждать, что после изготовления, контроля и ремонта обнаруженных дефектов в конструкции могут остаться невыявленные дефекты.

Совокупность оставшихся невыявленных дефектов в материале конструкции после изготовления, контроля и ремонта выявленных дефектов можно определить термином остаточная дефектность. Дефектность перед контролем можно определить как исходную дефектность.

Ясно, что при определении прочности и остаточного ресурса конструкции остаточная дефектность представляет важнейшую характеристику материала данной конструкции. Любой прогноз прочности, надежности и ресурса конструкции без учета остаточной дефектности неточен.

Если известны функции исходной дефектности $N_{исх}(a, c)$ и распределения выявленных в результате контроля дефектов $N_{обн}(a, c)$, остаточную дефектность $N_{ост}$ можно определить как

$$N_{ост}(a, c) = N_{исх}(a, c) - N_{обн}(a, c). \quad (78)$$

Число обнаруженных дефектов зависит от исходной дефектности $N_{исх}(a, c)$ и достоверности контроля, которую можно характеризовать функцией вероятности обнаружения дефектов $W(a, c)$.

$$N_{обн}(a, c) = N_{исх}(a, c) W(a, c). \quad (79)$$

Подставив в уравнение (78) последнее выражение, получим

$$N_{ост}(a, c) = N_{исх}(a, c) - N_{исх}(a, c) W(a, c) \quad (80)$$

или

$$N_{\text{ост}}(a, c) = N_{\text{исх}}(a, c) [1 - W(a, c)]. \quad (81)$$

Уравнение (81) справедливо для области, где $W > 0$. Эта область определяется минимальными значениями несплошностей a_0, c_0 , которые можно обнаружить данным методом контроля. В области $(a, c) < (a_0, c_0)$

$$W \equiv 0, \quad N_{\text{ост}} \equiv N_{\text{исх}}. \quad (82)$$

В частном случае можно принять для $N_{\text{исх}}$ и для W соответствующие выражения, тогда

$$N_{\text{обн}}(a) = \frac{A}{a^n} \exp[-\alpha(a - a_0)]. \quad (83)$$

При повторном контроле тем же методом число выявленных дефектов будет равно

$$N_{\text{обн}}^{\text{II}}(a) = N_{\text{ост}}^{\text{I}}(a) \cdot W(a) \quad (84)$$

или

$$N_{\text{обн}}^{\text{II}}(a) = \frac{A}{a^n} \left(\exp[1 - \alpha(a - a_0)] \right) \exp[-\alpha(a - a_0)], \quad (85)$$

$$N_{\text{ост}}^{\text{II}}(a) = N_{\text{ост}}^{\text{I}}(a) - N_{\text{обн}}^{\text{II}}(a) \quad (86)$$

$$N_{\text{ост}}^{\text{II}}(a) = N_{\text{ост}}^{\text{I}}(1 - \exp[-\alpha(a - a_0)]). \quad (87)$$

Для k -го контроля формулу (87) можно записать

$$(N_{\text{ост}})^k = N_{\text{ост}}^{k-1} \exp[-\alpha(a - a_0)] \quad (88)$$

или

$$(N_{\text{ост}})^k = \frac{A}{a^n} \exp[-k\alpha(a - a_0)]. \quad (89)$$

На рис. 33 показана расчетная кривая 2, полученная с использованием уравнения (88), кривая 1 — результат эксперимента, проведенного на тест-образце Ду 800 из стали 22К (см. [67]).

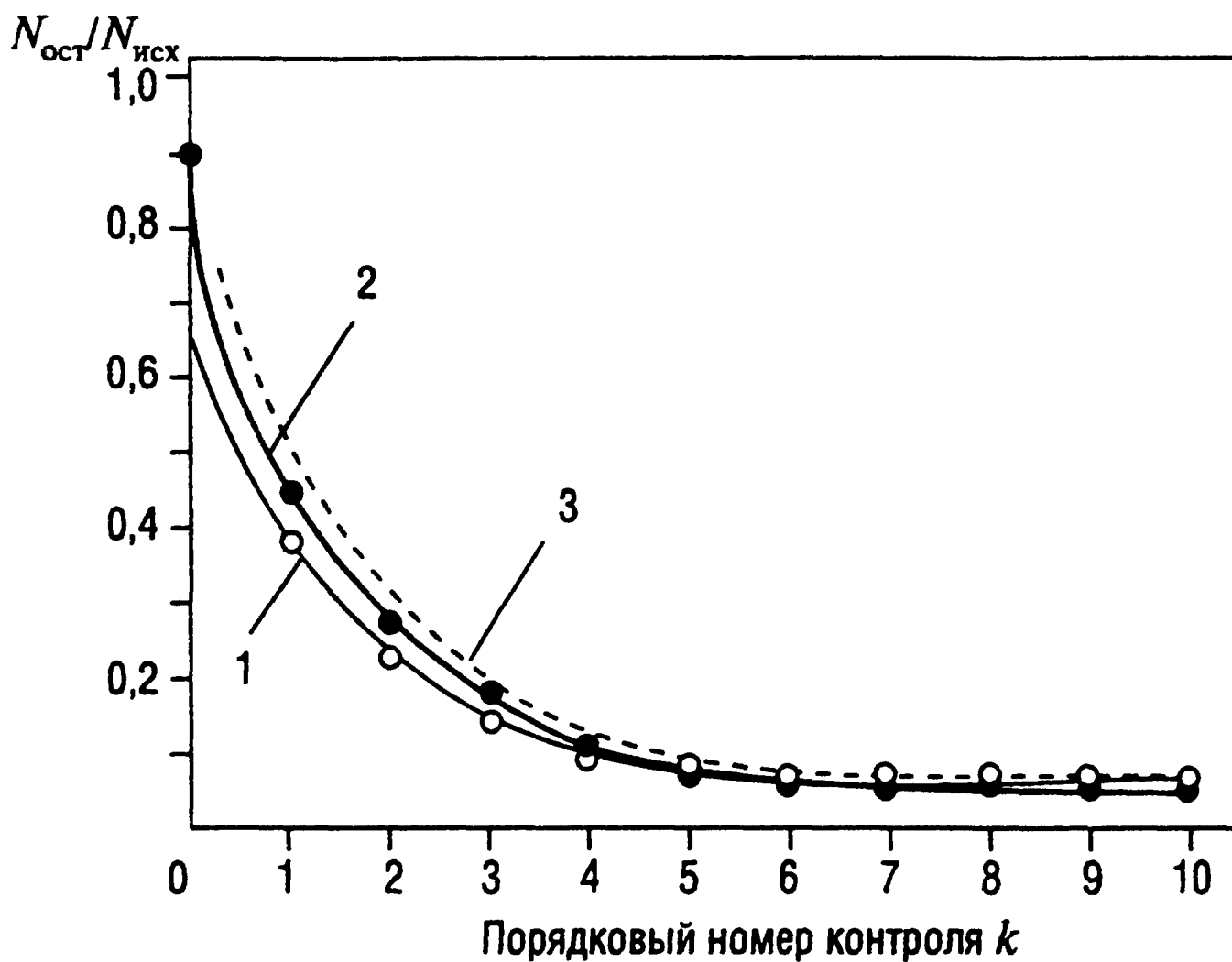


Рис. 33. Остаточная дефектность после k контролей ($N_{\text{ост}}$ — количество необнаруженных дефектов по результатам контролей; $N_{\text{исх}}$ — общее количество дефектов в тест-образце Ду 800):

1 — экспериментальная кривая; 2 — расчетная кривая при $\epsilon = 0$; 3 — расчетная кривая при $\epsilon = 0,05$

На рис. 33 видно удовлетворительное совпадение расчетных и экспериментальной кривых. Расхождение в ходе кривых для номеров контролей $k > 6$ имеет принципиальный характер. Теоретическая кривая 2 с увеличением числа контролей стремится к 0, в то время как экспериментальная кривая стремится к 0,05. Значение $\epsilon = 0,05$ обусловлено ограниченными возможностями метода контроля. Если при описании выявляемости дефектов использовать уравнение (75), положив в нем $\epsilon = 0,05$, то наблюдается лучшее совпадение расчетной кривой 3 и экспериментальной 1 в области числа контролей $k > 5$ (см. рис. 33). Кривую 3 строили с использованием модифицированного уравнения (75):

$$N_{\text{ост}}^k = N_{\text{исх}} \left(\exp \left[-k\alpha(a - a_0) \right] + \epsilon \right). \quad (90)$$

Уравнение (90) справедливо в области

$$a \geq a_0 - \frac{\ln(1 - \epsilon)}{k}. \quad (91)$$

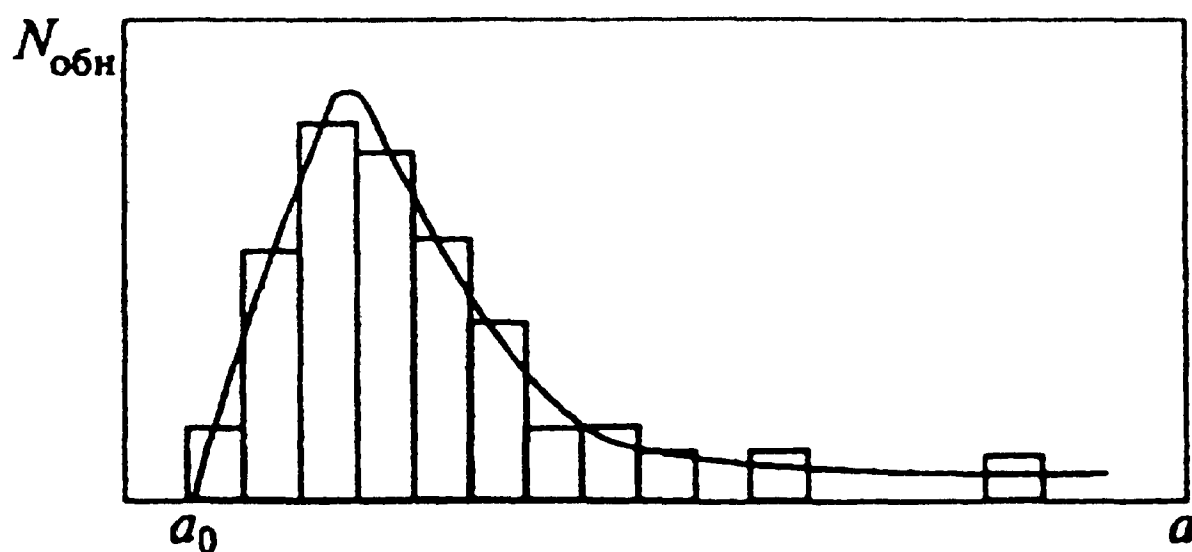


Рис. 34. Построение кривой $N_{обн}$ по результатам дефектоскопического контроля

Уравнение (79) можно записать в виде

$$N_{обн}(a) = \frac{A}{a^{-n}} \left\{ 1 - \exp[-\alpha(a - a_0)] \right\} \quad \text{при } a \geq a_0. \quad (92)$$

Уравнение (92) позволяет прогнозировать результаты дефектоскопического контроля, если известна функция выявляемости дефектов $W(a)$ и исходной дефектности $N_{исх}(a)$.

Уравнения $W(a)$ и $N_{исх}(a)$ могут быть оценены, как показано выше, на основе анализа дефектности на заводе-изготовителе во взаимосвязи с конкретной технологией изготовления или прямыми экспериментальными исследованиями выявляемости дефектов на тест-образцах.

Однако в большинстве практических случаях уравнения $N_{исх}(a)$ и $W(a)$ неизвестны. Уравнение (92) позволяет решать обратную задачу: по известной левой части уравнения (92) определять правую, т. е. определять исходную дефектность $N_{исх}$ и выявляемость дефектов W .

Действительно, результаты дефектоскопического контроля позволяют вычислить функцию $N_{обн}(a)$. Эта функция может быть определена как огибающая гистограммы результатов контроля (рис. 34). Задача определения функций W и $N_{исх}$ сводится к определению неизвестных постоянных A , n и α . Постоянную a_0 легко найти по результатам контроля.

Коэффициенты A , n и α можно определить из условия максимального приближения расчетной кривой к экспериментальной.

В табл. 8 приведены постоянные A , n и α , полученные на основании анализа результатов дефектоскопического контроля на АЭС в период входного контроля и пуско-наладочных работ. На-

Таблица 8. Характеристики исходной дефектности оборудования и выявляемости дефектов использованными методами контроля

Оборудование	Исходная дефектность		Метод контроля	
	A , мм	n	a_0 , мм	α , мм ⁻¹
Наплавка корпуса реактора ВВЭР-1000	1482	2,17	1	0,034
Основной металл и сварные швы ГЦТ ВВЭР-1000	241,7	1,58	2	0,114

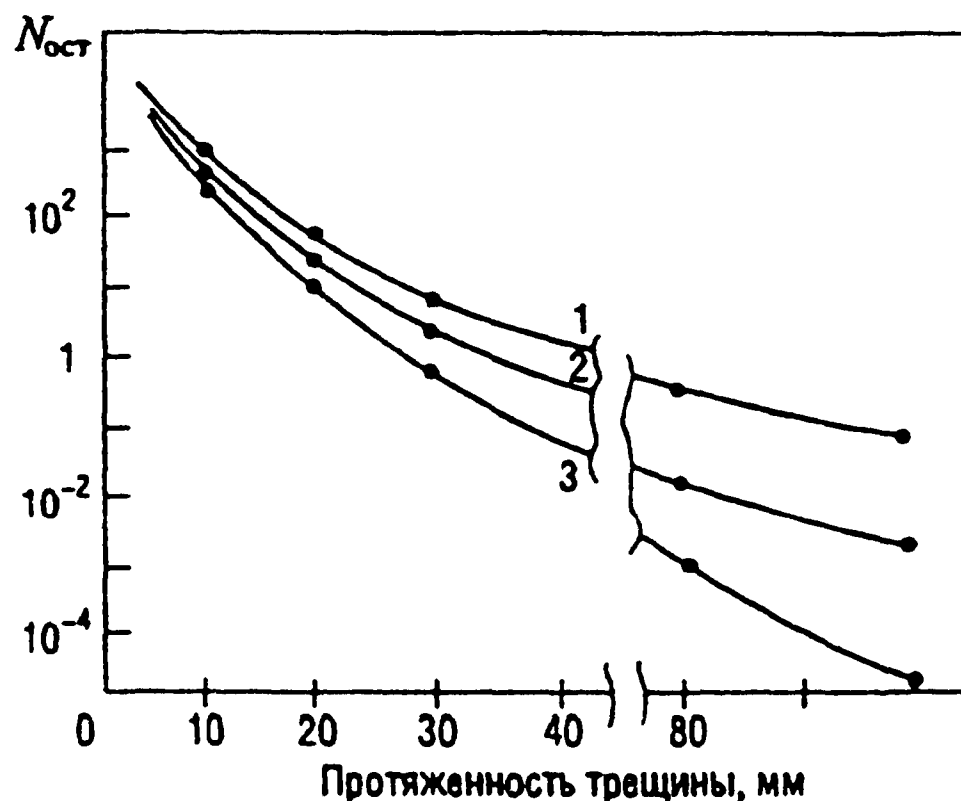


Рис. 35. Число оставшихся трещин в наплавке сосуда давления:
1 — перед контролем; 2 — после 1-го контроля; 3 — после 2-го контроля

плавку корпуса реактора контролировали методом цветной дефектоскопии, трубопроводы — УЗК.

На рис. 35 показаны результаты анализа исходной и остаточной дефектности в наплавке корпуса реактора. Кривая 1 характеризует исходную дефектность наплавки после заводского контроля и перед началом контроля на АЭС, кривые 2 и 3 — остаточную дефектность после двух контролей на АЭС.

Обобщая уравнение (92) на случай k -го контроля, можно получить уравнение [63, 67]:

$$(N_{обн})^k = Aa^{-n} \exp[-\alpha(k-1)(a-a_0)] \{1 - \exp[-\alpha(a-a_0)]\}. \quad (93)$$

Определив постоянные A , n , α и α_0 по результатам первого контроля, как описано выше, можно предсказать результаты последующих контролей.

Сравнение результатов повторных контролей наплавки корпуса реактора в период пуско-наладочных работ методом цветной дефектоскопии с результатами прогноза по формуле (93) показано на рис. 36. Функция $N_{обн}$ для наплавки одного из корпусов ВВЭР-1000 построена по результатам входного контроля (см. рис. 36,а). Из условия максимального приближения функции (92) к экспериментальным данным определяли значения постоянных

$$A = 1482 \text{ мм}^{1,17}; \quad n = 2,17; \quad \alpha = 0,034 \text{ мм}^{-1}.$$

На рис. 36,а нанесены расчетная по уравнению (93) кривая при $k = 1$ и экспериментальная гистограмма, полученная при 1-м контроле наплавки корпуса. Соответствующие построения проведены также для 2-, 3- и 4-го (см. рис. 36,б—г) контролей. При расчетах учитывали, что обнаруженные дефекты ремонтировали и что площадь контроля от контроля к контролю изменялась.

Представляет интерес сравнить расчетное количество обнаруженных трещин $N_{сум}^{расч}$ с экспериментальными $N_{сум}^{эксп}$. Для 2-го контроля эти значения равны соответственно 13,5 и 12; для 3-го контроля — 33 и 34; для 4-го контроля — 6,18 и 5.

Таким образом, предложенная методика расчета дает удовлетворительное совпадение расчетных кривых с экспериментальными гистограммами. По существу, процедура предсказания результатов последующих контролей содержится в алгоритме оценки остаточной дефектности (см. рис. 33), которая также хорошо подтверждается экспериментами на тест-образцах.

Как известно (например [67 и др.], в общем случае с увеличением размеров дефектов, их число в конструкции уменьшается. Очевидно, существуют области размеров, где число дефектов достоверно равно 1, больше 1 или значительно больше 1. Очевидно также, что есть области размеров, где дефект может быть, или может не быть. Область размеров, где число дефектов (или несплошностей) в конструкции достоверно равно или больше 1, можно назвать достоверной частью остаточной дефектности. Область размеров, где дефект (или несплошность) может быть или не быть, можно назвать вероятностной частью остаточной дефектности. Границу между этими областями размеров составляют дефекты (несплошности) с размерами (a_d, c_d) .

С точки зрения прочности, надежности и остаточного ресурса особый интерес представляет вероятностная часть остаточной дефектности, т. е. несплошности с размерами $(a, c) > (a_d, c_d)$.

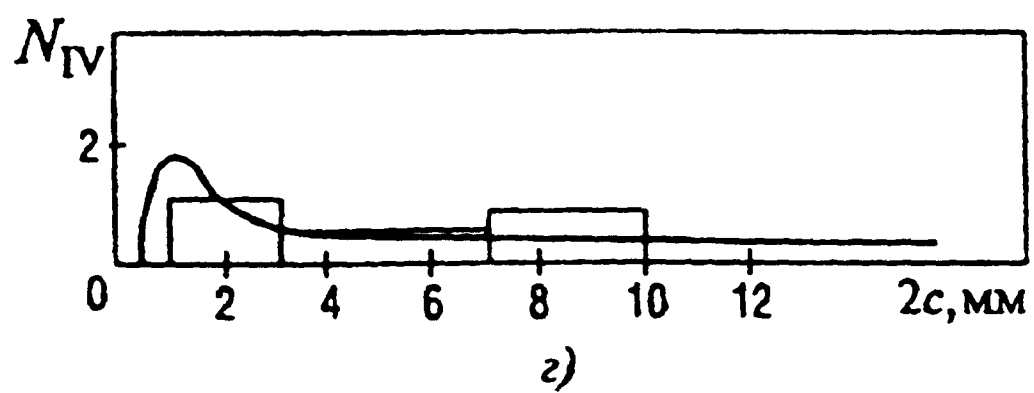
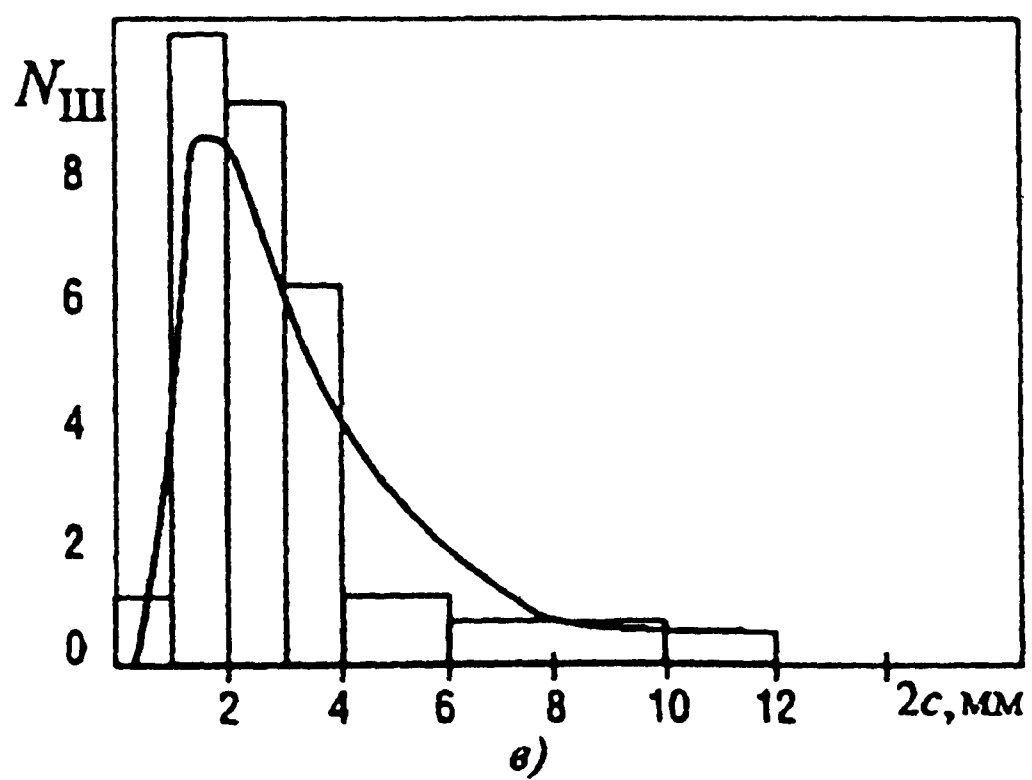
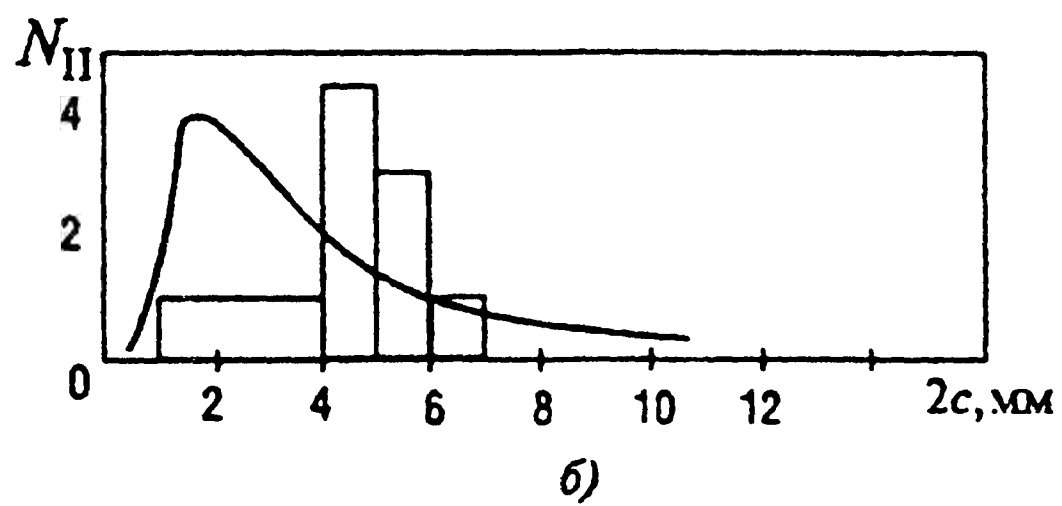
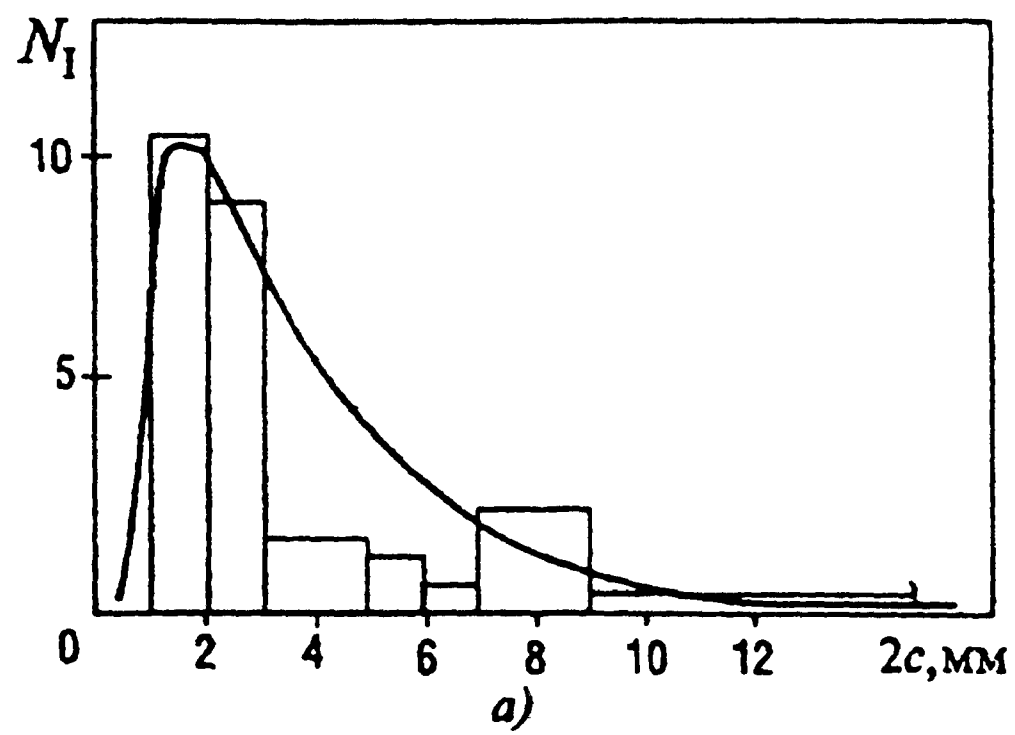


Рис. 36. Экспериментальные гистограммы и расчетные кривые
выявляемости дефектов:
а — 1-й контроль; б — 2-й контроль; в — 3-й контроль; г — 4-й контроль

Ниже рассмотрены одна из методик определения количественных характеристик вероятностной части остаточной дефектности и примеры их определения для некоторых элементов конструкций реакторов АЭС. Введем функцию интегральной плотности распределения вероятностей существования несплошностей с размерами (a, c)

$$P_{a,c}[(a, c) \geq (a', c')] = \frac{\int_{(a', c')}^{(a, c)_{\max}} N_{\text{исх}}(a, c) da dc}{\int_{(a_d, c_d)}^{(a, c)_{\max}} N_{\text{исх}}(a, c) da dc}, \quad (94)$$

где $N_{\text{исх}}(a, c)$ — функция исходной дефектности, если контроль не проводился, или функция остаточной дефектности, если контроль уже проведен; $(a, c)_{\max}$ — предельно возможные размеры дефектов в конструкции; a — размер дефекта в направлении толщины стенки сосуда давления, $a_{\max} = S$, где S — толщина стенки. Для c в качестве максимального значения $c_{\max}$ может быть принято такое, при котором вероятность существования дефекта $c = c_{\max}$ равна 0. Для окружного дефекта $c_{\max}$ может быть равным длине периметра трубы или цилиндрической части сосуда давления.

Знаменатель в выражении (94) имеет смысл нормировочного коэффициента. Естественно предположить, что интеграл в знаменателе равен 1, а граничные значения (a_d, c_d) следует искать из условия:

$$\int_{(a_d, c_d)}^{(a, c)_{\max}} N_{\text{исх}}(a, c) da dc = 1. \quad (95)$$

Результаты вычисления функции P_c для наплавки корпуса реактора и P_a для главных циркуляционных трубопроводов Ду 850 реактора ВВЭР-1000 по данным входного контроля в период пуско-наладки можно видеть на рис. 37, а и б соответственно. Функция P_a для сварных швов основного металла корпуса реактора типа ВВЭР-440 (рис. 38) была определена с использованием результатов входного и эксплуатационного контролей корпусов реакторов НВАЭС, а также данных о дефектности корпусов

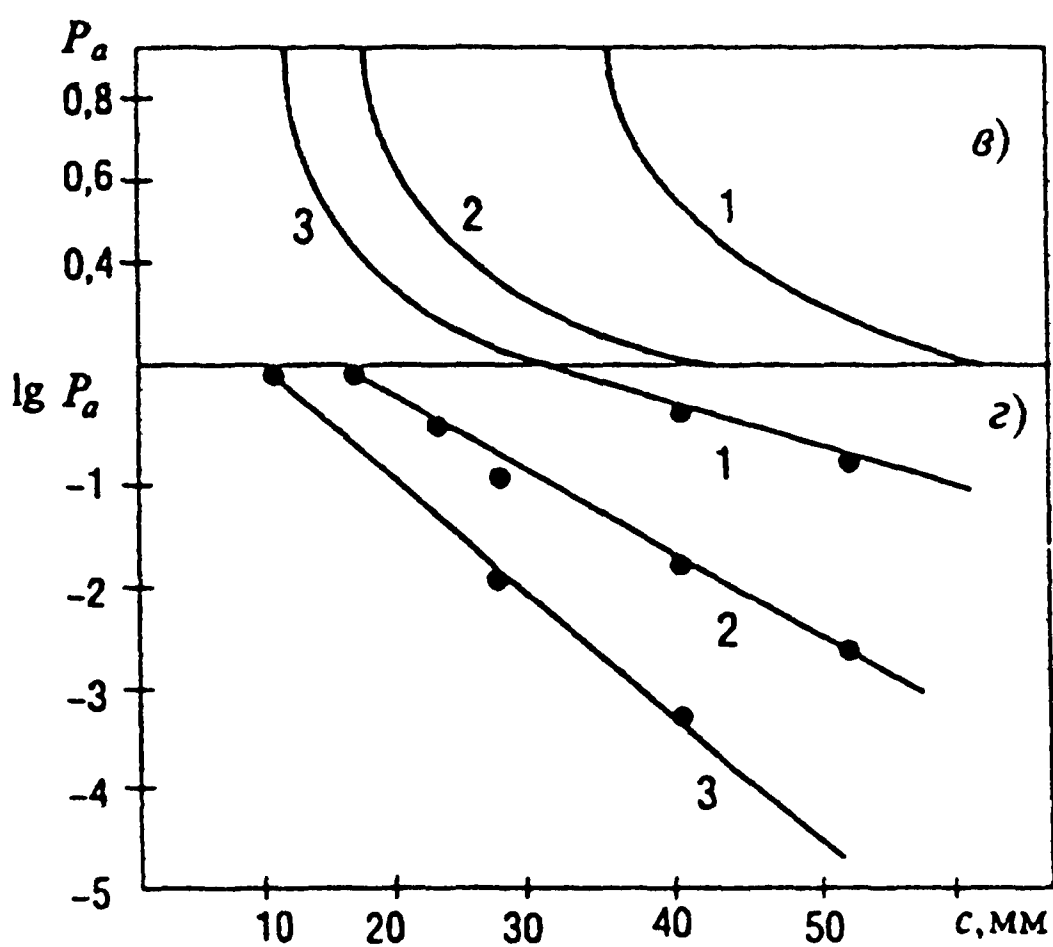
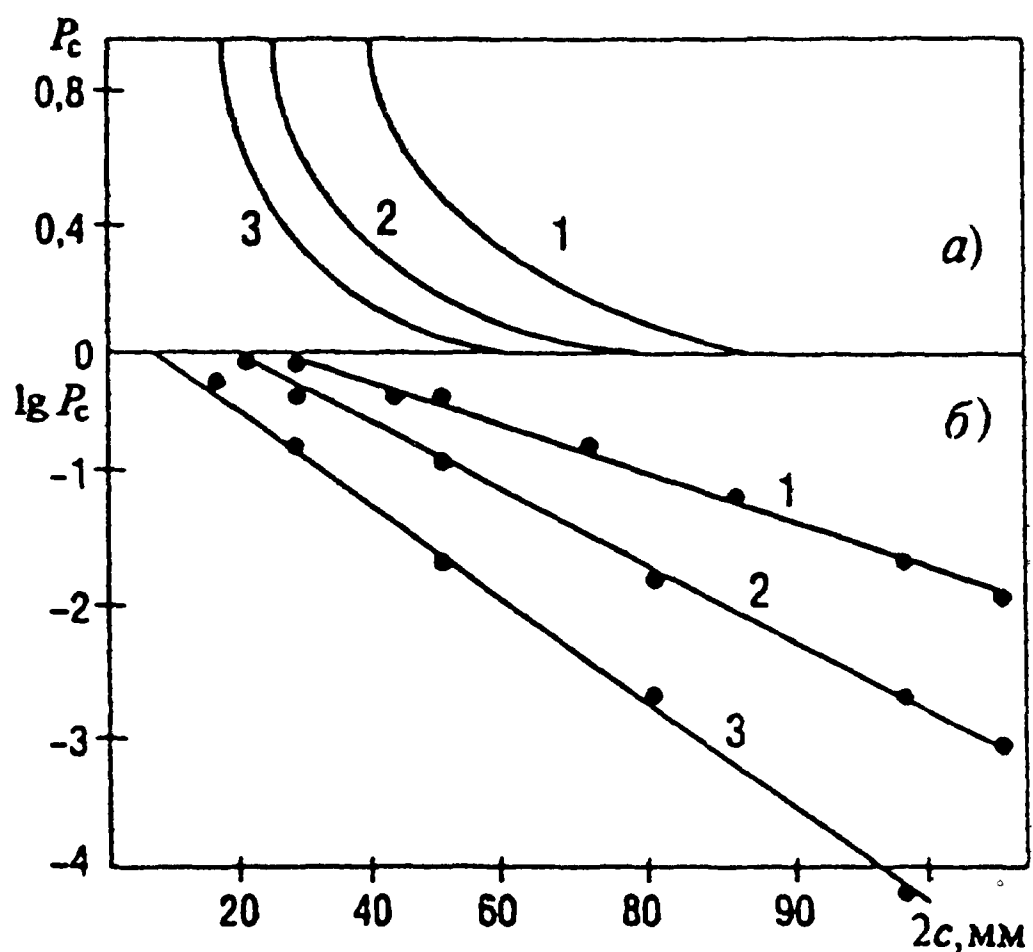


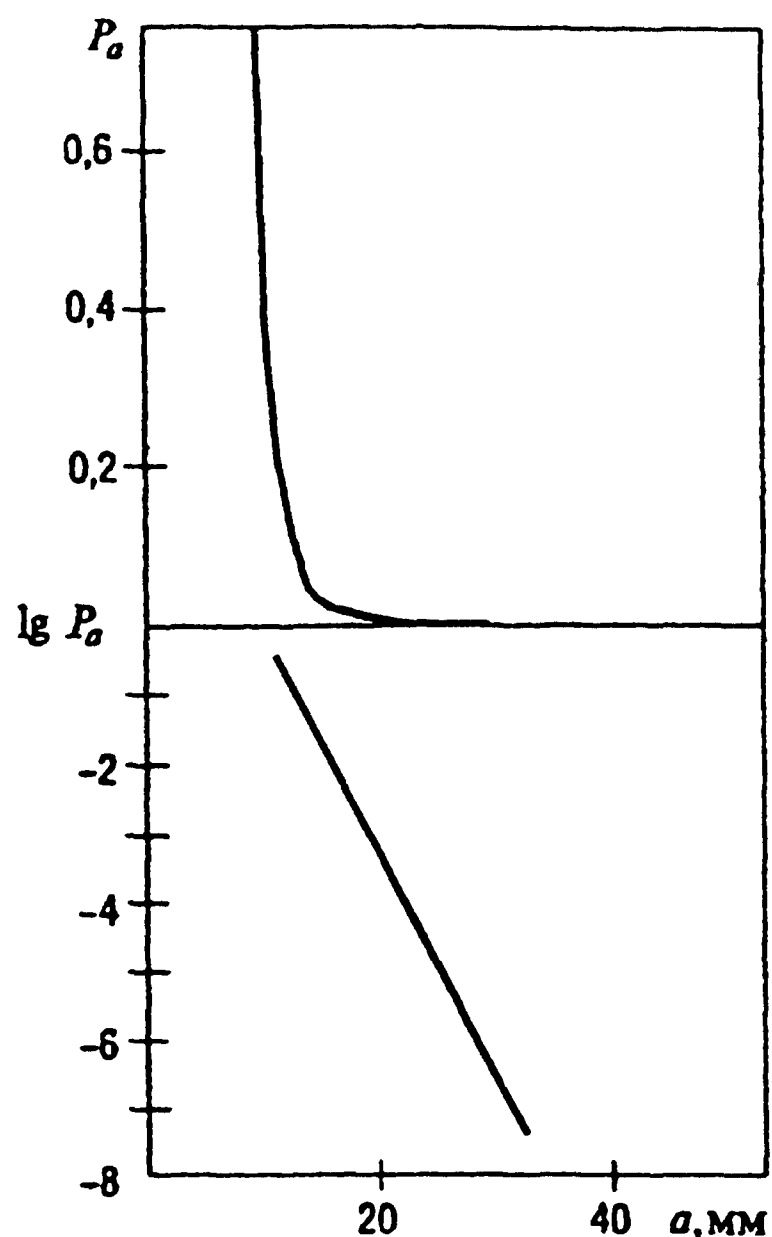
Рис. 37. Функции вероятности существования дефектов в наплавке корпуса (а, б) и дефектов в ГЦТ Ду 850 реактора ВВЭР-1000 (в, г): 1 — исходное состояние; 2 — после входного контроля; 3 — после 1, 2, 3-го для (а, б) и 1-го для (в, г) контроля

Кольской АЭС [67]. Анализировали максимальный размер дефекта без различия направления.

При вычислении функций P_a и P_c для $N_{исх}$ использовали уравнения $N_{исх}(a) = Aa^{-n}$ или $N_{исх}(c) = Ac^{-n}$ соответственно.

Ход зависимостей на рис. 37 и 38 в полулогарифмическом мас-

Рис. 3.8. Вероятность нахождения в сварных швах и основном металле КР типа ВВЭР-440 дефектов глубиной $\geq a$



штабе можно аппроксимировать прямыми. Это означает, что уравнения для $P(a)$ и $P(c)$ могут быть представлены в виде

$$P_a(a \geq a') = \exp[-\gamma_a(a' - a_\Delta)]; \quad P_c(c \geq c') = \exp[-\gamma_c(c' - c_\Delta)]. \quad (96)$$

Постоянные γ_a и γ_c характеризуют скорость уменьшения вероятности существования несплошностей с ростом их размеров; назовем эти постоянные вероятностным коэффициентом остаточной дефектности. Величины a_Δ и c_Δ характеризуют пороговые значения размеров несплошностей, выше которых несплошности существуют достоверно, и их можно назвать пороговыми значениями достоверно существующих несплошностей (дефектов).

Количественные оценки вероятностной части остаточной дефектности (см. рис. 37 и 38), были сделаны в 1982—1983 гг. Все значения a_Δ , c_Δ , приведенные на этих рисунках, лежат в области недопустимых размеров несплошностей, если проводить оценку по ПК1514 [68], разработанных для оценки качества на стадии изготовления и действующих для стадии эксплуатации.

В последующем в ходе эксплуатационного контроля указанных выше элементов конструкций были выявлены несплошности, классифицируемые по ПК1514 как дефекты и лежащие в облас-

ти $(a, c) < (a_d, c_d)$. Так, в 1991 г. на II блоке Кольской АЭС в ходе эксплуатационного контроля корпуса реактора была применена автоматизированная установка УЗК «Реактортест» чехословацкого производства. Выявленные 12 дефектов, недопустимые по ПК1514, лежали в достоверной части остаточной дефектности корпуса типа ВВЭР-440. В этом можно убедиться, сравнив геометрические характеристики обнаруженных дефектов [63] со значениями a_d , приведенными на рис.38. Выявленные дефекты имели технологическую природу и были пропущены в эксплуатацию из-за недостаточной достоверности заводского и входного контролей. Как было показано в [63], эти дефекты оказались неопасными и были оставлены в эксплуатации без ремонта по результатам анализа прочности и остаточного ресурса с использованием методов механики разрушения.

Случаи, подобные описанному выше для корпуса реактора, имели место также и для главных трубопроводов ВВЭР-1000. Они свидетельствуют о правильности описанных выше методик количественного анализа остаточной дефектности и достоверности неразрушающего контроля.

Количественные характеристики вероятностной части остаточной дефектности наплавки и основного металла корпусов реакторов, а также главных трубопроводов реакторов типа ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 приведены в табл. 9.

В заключение следует отметить, что приведенные примеры оценки a_d и c_d и сравнения их с допустимыми и критическими размерами несплошностей показывают, что именно вероятностная часть остаточной дефектности определяет прочность, ресурс и надежность всех рассмотренных выше элементов конструкций и оставшееся время их эксплуатации.

Вероятностная часть остаточной дефектности определяет также вероятность возникновения течи (если возможно существование стабильных сквозных трещин) и внезапного полного разрыва трубопровода или сосуда давления без течи.

С учетом того, что надежность трубопровода или сосуда давления по критерию сопротивления разрыву $N_{\text{разр}}$ определяется исходной дефектностью конструкции (постоянные исходной дефектности A и n), качеством дефектоскопического контроля (коэффициентами выявляемости дефектов, прежде всего коэффициентом α) и вероятностной частью остаточной дефектности (коэффициенты a_d , γ), которая зависит также и от количества контролей k , в общем виде можно записать:

Таблица 9. Характеристики исходной и остаточной дефектности оборудования достоверности методов контроля

Оборудование	Исходная дефектность		Метод контроля		Остаточная дефектность	
	$A, \text{мм}^n$	n	a_0 или $c_0, \text{мм}$	$\alpha, \text{мм}$	a_d или $c_d, \text{мм}$	$\gamma, \text{мм}^{-1}$
Наплавка КР ВВЭР-1000. Исходное состояние. После входного контроля. После 1, 2, 3-го контролей.	1482	2,17	1	0,034	28 17 11	0,041 0,061 0,088
Основной металл и сварные швы ГЦТ ВВЭР-1000. Исходное состояние. После входного контроля. После 1-го контроля	241,7	1,58	2	0,114	29 14 9,5	0,059 0,150 0,256
Основной металл и сварные швы КР ВВЭР-440	—	—	—	—	10,9	0,841
Трубопроводы ГЦТ ВВЭР-440 после входного, предэксплуатационного контролей	234	1,37	0,5	0,08	6	0,5

$$N_{\text{разр}} = f[(A, n); \alpha; (a_d, c_d; \gamma); k; \sigma, \text{ свойства материала и условия эксплуатации}]. \quad (106)$$

Из приведенного уравнения, положив в нем $N_{\text{разр}} \geq [N]_{\text{разр}}$, можно определить требуемый уровень выявляемости дефектов (коэффициент α) и количество контролей k , необходимых для полной реализации концепции ТПР как концепции предупреждения разрывов во время эксплуатации сосудов и трубопроводов давления.

1.14. Критерии безопасности и основные этапы выполнения работ

Безопасность эксплуатации при реализации концепции ТПР в системной постановке определяется уровнем надежности трубо-

провода или сосуда по критерию сопротивления внезапному полному разрыву.

$$H_{\text{разр}} = 1 - [P_{\text{разр}}].$$

Обозначая приемлемый уровень надежности $[P_{\text{разр}}]$, можно с учетом соображений, приведенных в разд. 1.1 и 1.2, для сосудов и трубопроводов первого контура реакторов, не имеющих контейнмента и прочноплотного конфайнмента принять:

$$[P_{\text{разр}}] = 10^{-7} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}; \quad (107)$$

для реакторов, имеющих конфайнмент:

$$[P_{\text{разр}}] = 10^{-6} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}; \quad (108)$$

для реакторов, имеющих контейнмент:

$$[P_{\text{разр}}] = 10^{-5} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}. \quad (109)$$

В принципе, критерии безопасности (107—109) могут быть единственными критериями для оценки уровня безопасности сосудов и трубопроводов давления. В то же время с учетом принципа использования независимых мероприятий по обеспечению безопасности можно рекомендовать одновременно с критериями (107—109) использование коэффициентов запаса безопасности, описанных в разд. 1.9.

В рамках системной методологии реализации концепции ТПР для действующих АЭС основными этапами работ являются:

- 1) уточнение целей применения концепции ТПР (компенсирующее мероприятие или дополнительная система безопасности) и уточнение критериев (коэффициентов) безопасности;
- 2) доказательство базовой надежности;
- 3) доказательство возможности состояний трубопроводов с устойчивой течью через сквозные трещины;
- 4) исследование маловероятных ($\approx 10^{-4}$ — 10^{-6}) событий, способных привести к полному разрушению трубопровода;
- 5) разработка и обоснование технических мероприятий, обеспечивающих приемлемый уровень надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и сосудов;
- 6) оптимизация системы безопасности ТПР и ее окончательная реализация на АЭС.

Базовая надежность трубопроводов обеспечивается проведением следующих работ:

1. Проверка качества проектирования.

- 1.1 Выбор геометрических размеров.
- 1.2. Выбор материала.
- 1.3. Обоснование прочности и ресурса.
2. Проверка качества изготовления и монтажа.
 - 2.1 Технология металлургии 1- и 2-го передела.
 - 2.2. Сварка.
 - 2.3. Оценка химического состава, механических свойств, микро- и макроструктуры, геометрических размеров.
3. Исследование качества эксплуатации.
 - 3.1. Режимы эксплуатации.
 - 3.2. Ремонт.
 - 3.3. Контроль.
4. Исследование фактического состояния металла и трубопроводов
 - 4.1. Дegrадация и старение.
 - 4.2. Режимы и напряжения.
 - 4.3. Остаточный ресурс.
 - 4.4. Дефектность.
 - 4.5. Коррозия.

Базовую надежность исследуют с использованием структурного, хронологического и функционального разрезом системы «металл — АЭС» (см. рис. 27—29), а также требований действующих нормативных документов.

Возможность существования сквозных дефектов и устойчивые течи через них определяются методами механики разрушения. Эта часть исследований проводят в объеме, предусмотренном концепцией ТПР в классической постановке (см. разд. 1.1—1.9).

Исследование маловероятных событий осуществляют с применением методов вероятностного анализа эффективности неразрушающего дефектоскопического контроля, условий реализации течи и разрушения.

С использованием изложенных выше представлений в эксплуатирующей организации концерн Росэнергоатом был разработан документ «Технические требования к применению концепции ТПР для трубопроводов действующих АЭС» (М.: ВНИИАЭС, НТЦ ГАН, 1995), разрешенный к применению на АЭС ГАН РФ. (Приложение). На его основе проводили внедрение системы безопасной ТПР на III, IV блоках Нововоронежской и I, II блоках Кольской АЭС. Эти работы описаны в следующем разделе.

Глава 2. Опыт исследований и практической реализации системы безопасности ТПР на ГЦТ действующих блоков Нововоронежской и Кольской АЭС

2.1. Реакторы ВВЭР-440 первого поколения

На III, IV блоках НВАЭС и I, II блоках КолАЭС установлены реакторы ВВЭР-440, которые можно отнести к реакторам первого поколения. Основные технические характеристики этих реакторов даны в табл. 10, а общая схема — на рис. 39.

Таблица 10. Основные характеристики реактора ВВЭР-440 III и IV блоков НВАЭС

Характеристика	Проектное значение	Фактическое значение	
		III блок	IV блок
Количество реакторов на блок, шт.	1	1	1
Тепловая мощность реактора, МВт	1375	1375	1375
Электрическая мощность блока (брутто), МВт	440	440*	440*
Давление в первом контуре реактора, кгс/см ²	125	125	125
Количество турбогенераторов на блок, шт.	2	2	2
Мощность турбогенераторов, МВт	220	220	220
Давление насыщенного пара перед стопорными клапанами турбины, кгс/см ²	44	44	44
Паропроизводительность парогенератора, т/ч	452	455	455
КПД АЭС, %			
брутто	32*	32*	32*
нетто	29,7*	29,7*	29,7*
Расход воды через реактор, м ³ /ч	39 000	47 000	42 000
Количество циркуляционных петель реактора, шт.	6	6	6
Средняя температура воды на входе в реактор, °С	269	265	267
Средний подогрев воды в активной зоне, °С	31,0	25,5	28,8
Число рабочих кассет, шт.	276	276	276
Число регулирующих кассет типа АРК, шт.	73	73	73
Загрузка ядерного топлива: диоксида урана, т	47,6	45,7	46,4

* При давлении в конденсаторах турбин 0,035 ата, при температуре циркуляционной воды +12÷14 °С.

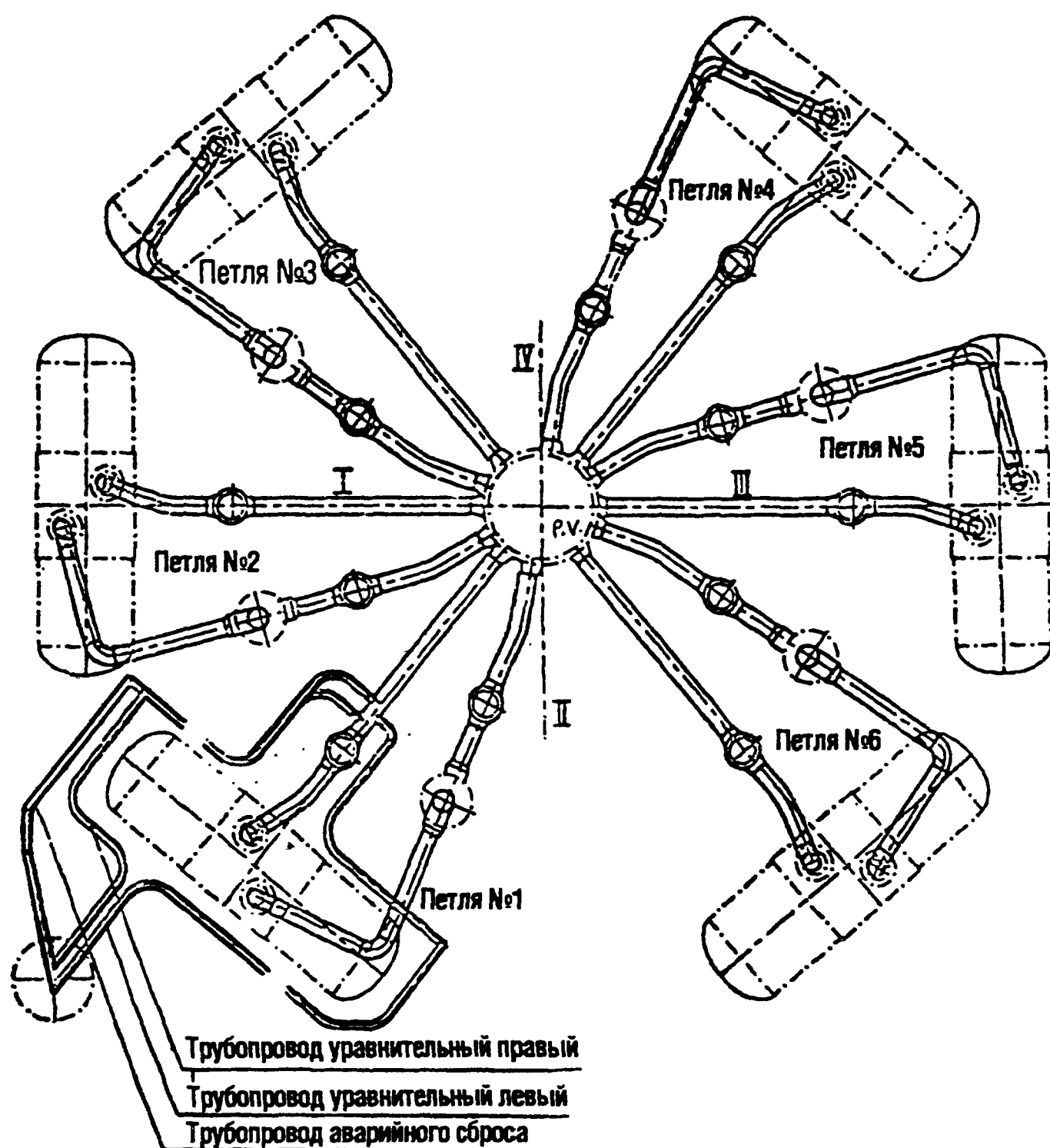


Рис. 39. Схематическое изображение ГЦК ВВЭР-440

В настоящее время эти блоки не удовлетворяют требованиям безопасности ОПБ 88 [15] в полном объеме. В частности, они не имеют контейнмента. Компенсируемая течь эквивалентна Ду 38. Проектом реконструкции предусмотрено доведение компенсируемой течи до Ду 100. Проект не рассчитан на максимальную проектную аварию с мгновенным поперечным разрывом главного циркуляционного трубопровода с образованием двустороннего истечения.

В то же время эти блоки имеют прочно-плотный конфайнмент. Более чем 20-тилетний опыт эксплуатации этих блоков показал их высокую надежность, особенно сосудов и трубопроводов давления первого контура.

III блок НВАЭС был пущен в эксплуатацию в июне 1971 г.;
IV блок НВАЭС — в марте 1972 г.;

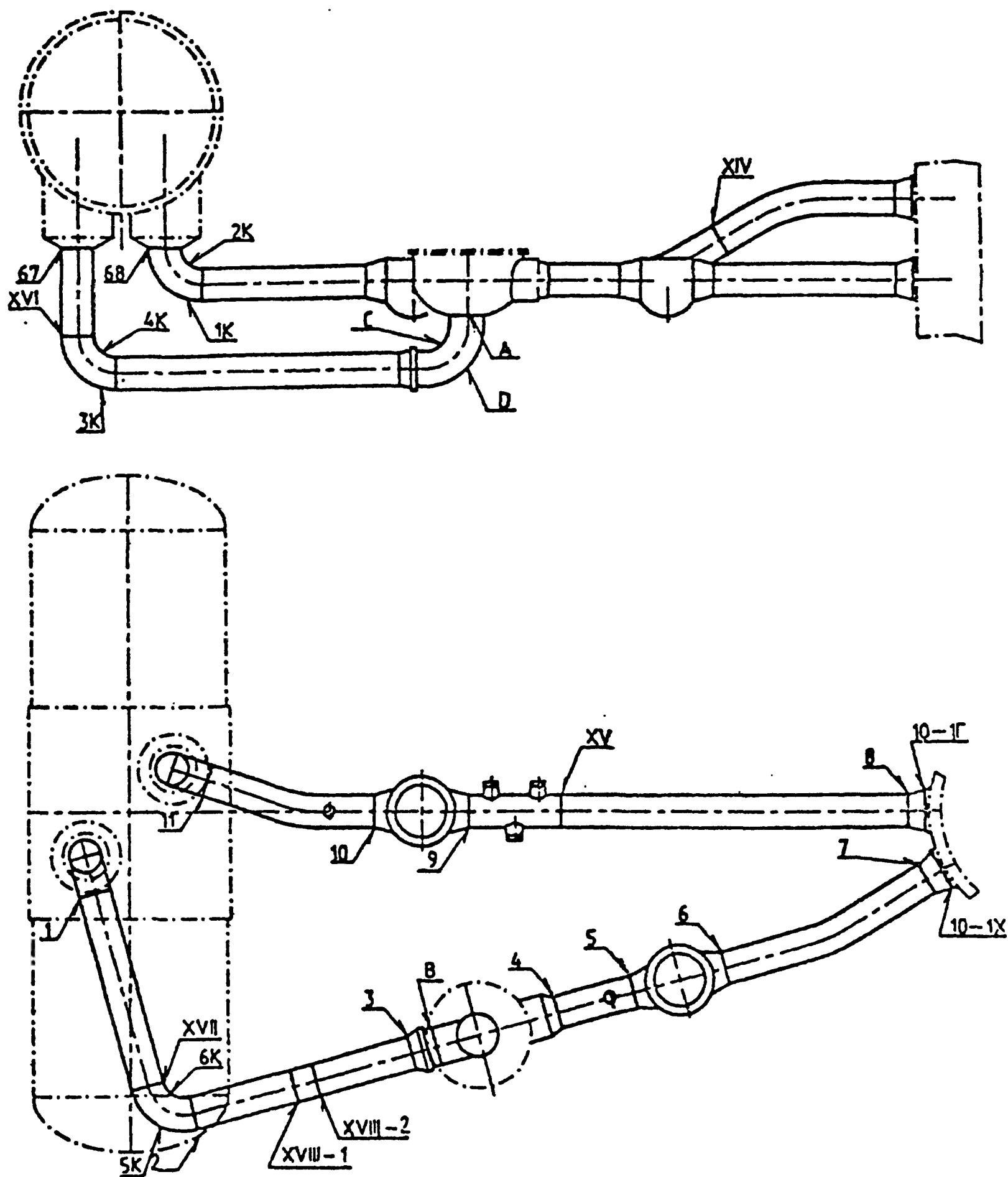


Рис. 40. НВАЭС. Блок III. Петля № 1

I и II блоки КолАЭС — соответственно, в декабре 1973 г. и в феврале 1975 г.

Анализ фактического состояния трубопроводов Ду 500 и Ду 200 проводили на основании данных, полученных непосредственно с АЭС, а также дополнительного анализа этих данных, включая расчеты и экспериментальные исследования.

На рис. 40—47 показаны компоновки отдельных циркуляционных петель. На этих же рисунках указаны номера сварных швов. С учетом того, что на уровень напряжений влияют, в принци-

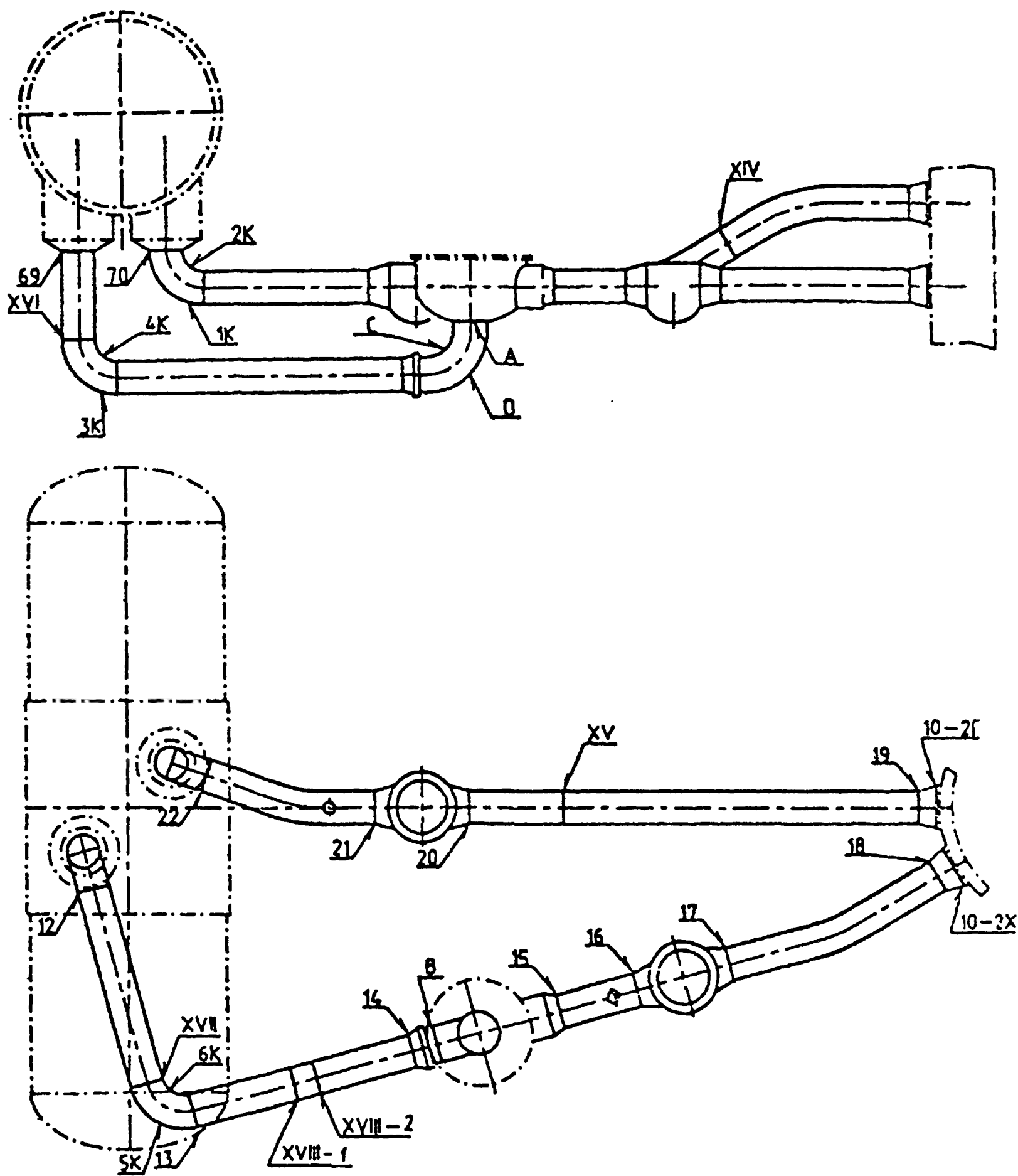


Рис. 41. НВАЭС. Блок III. Петля № 2

пе, все трубопроводы, находящиеся в соединении с главными трубопроводами Ду 500 и Ду 200, были уточнены пространственные схемы трубопроводов первого контура, включая вспомогательные трубопроводы, опоры и места их подсоединения.

Пример пространственной схемы трубопроводов петли № 1 показан на рис. 48. Указанные схемы были использованы в дальнейшем при расчетах напряжений.

Схематическое изображение ГЦТ Ду 500 дано на рис. 49, на котором указаны номера всех сварных швов на ГЦТ, включая за-

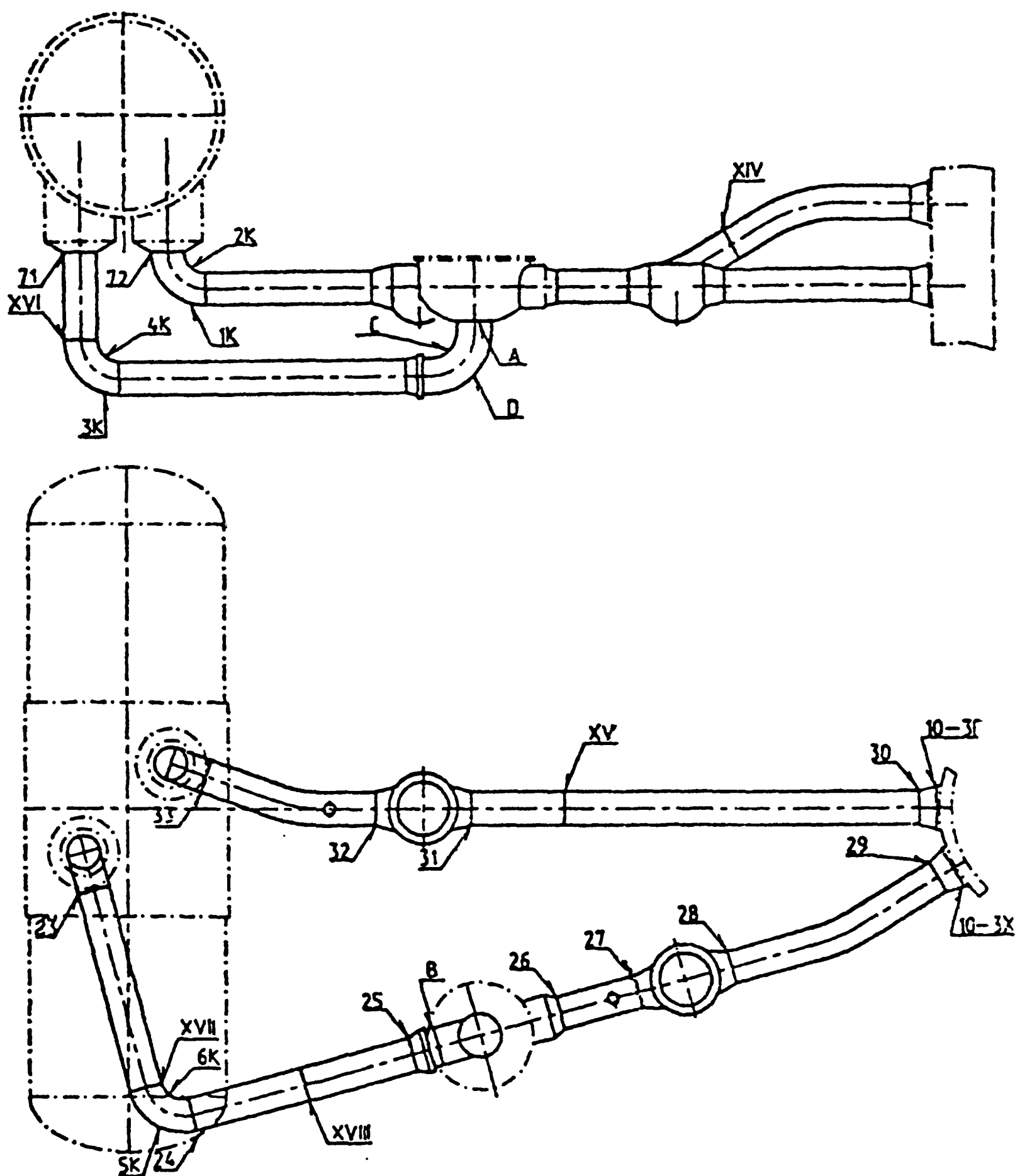


Рис. 42. НВАЭС. Блок III. Петля № 3

водские, монтажные, поперечные и продольные, однородные и композитные. Там же указаны номера трубных блоков.

Длины отдельных частей трубопровода даны в табл. 11.

Дальнейший анализ состояния трубопровода проводили для всех его элементов, включая заводские, монтажные и ремонтные сварные швы. Всего на четырех блоках было рассмотрено 540 сварных швов и соответствующее число трубных блоков и патрубков.

Диаметры и толщины стенок трубопроводов анализировали и определяли для каждого сварного шва. Отклонений от требований чертежной документации выявлено не было. Для дальней-

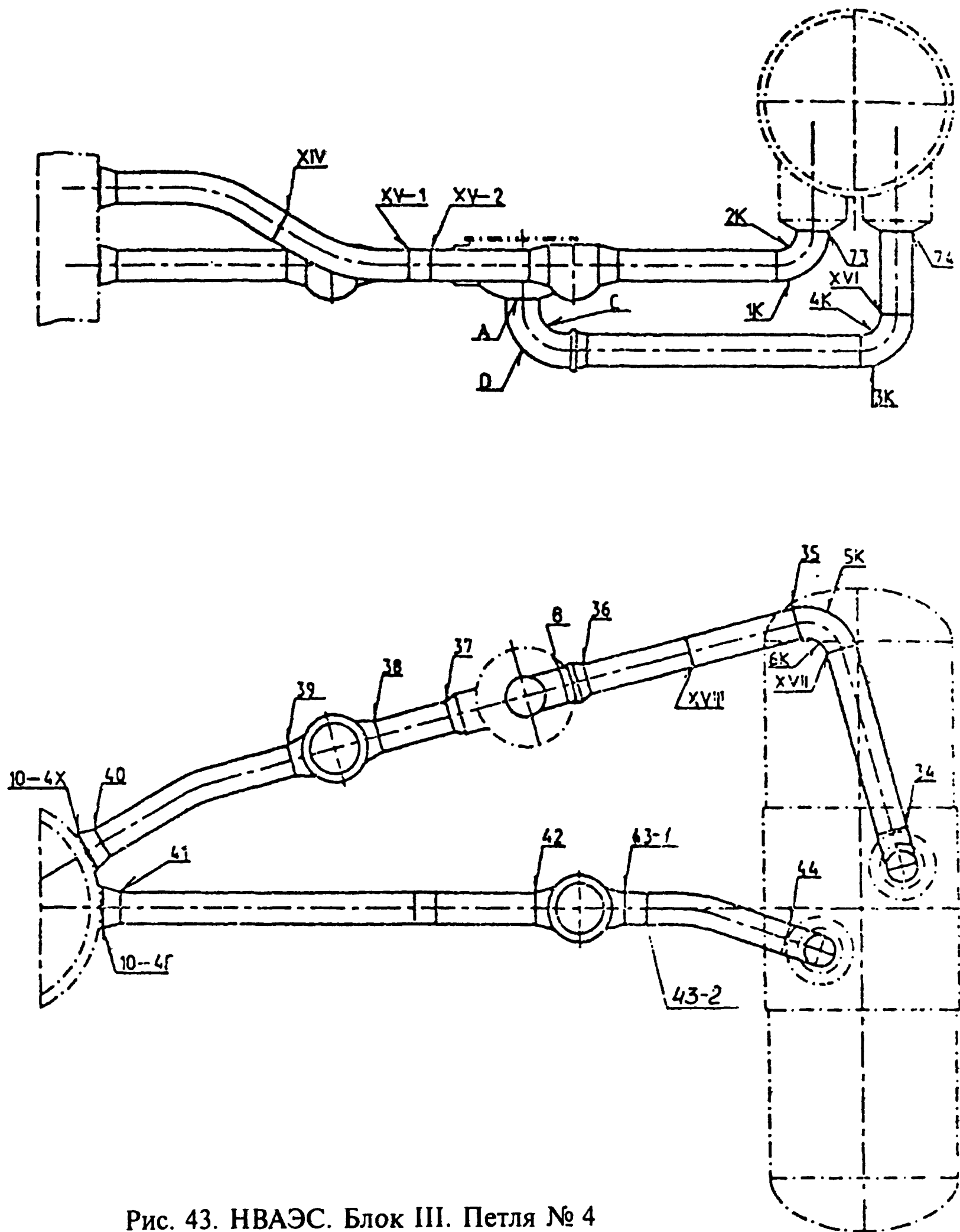


Рис. 43. НВАЭС. Блок III. Петля № 4

шего анализа принимали для Ду 500: толщина стенки — 32 мм; диаметр — 496 мм; для Ду 200: толщина стенки — 19,5 мм; диаметр — 209 мм.

Данные по номерам сварных швов и соответствующим им геометрическим размерам, механическим свойствам, дефектности, имеющимся отклонениям от нормативных требований обобщали

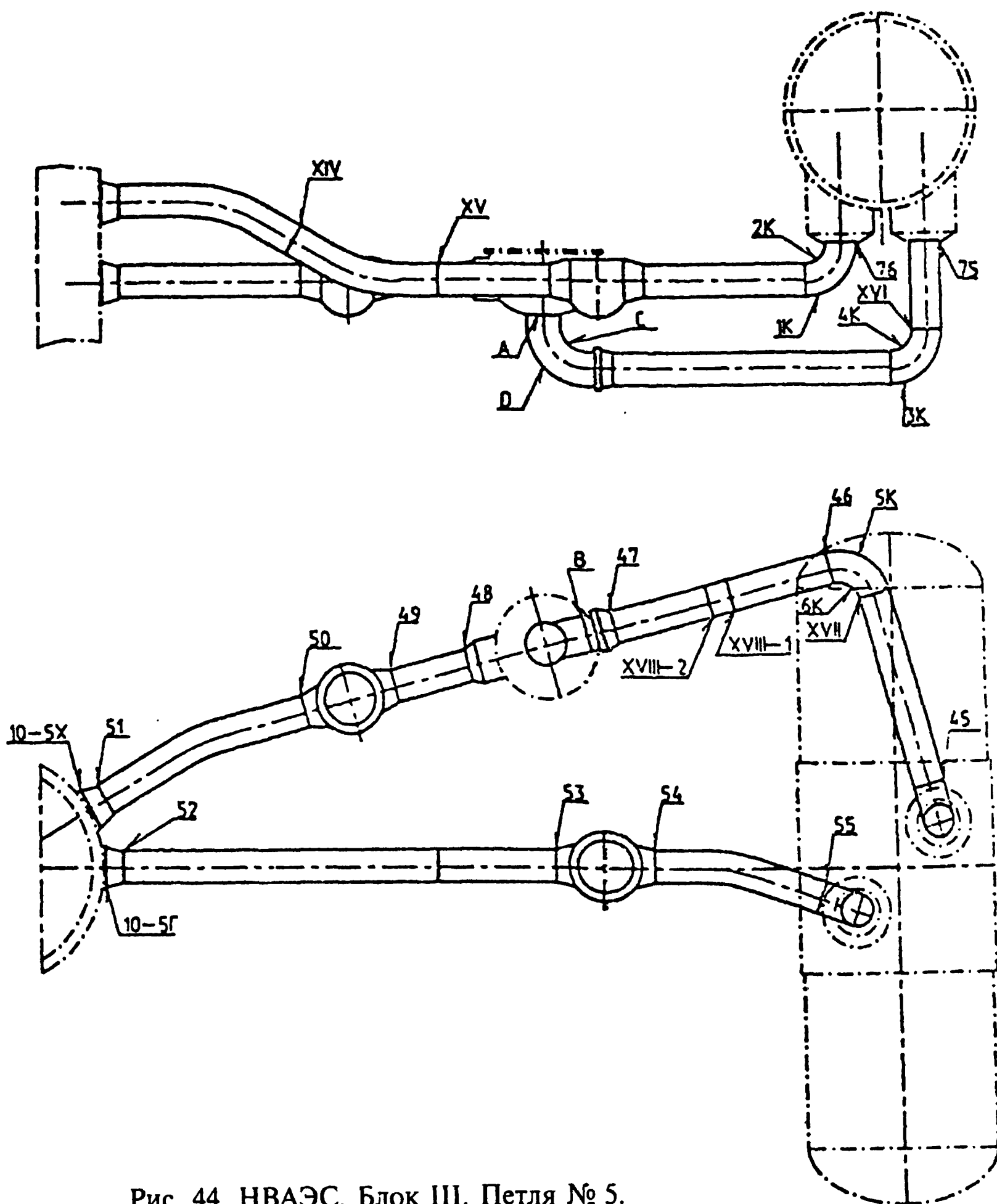


Рис. 44. НВАЭС. Блок III. Петля № 5.

в отдельном справочнике, который использовали при дальнейшем анализе.

2.2. Оценка фактического состояния металла ГЦТ

Главные циркуляционные трубопроводы Ду 500 ВВЭР-440 изготовлены из стали 08Х18Н12Т. Трубы размером 560×33,5 мм поставляли заводом «Баррикада» по техническим условиям ТУ477-01-171-71; изготавливали методом прошивки кованой заготовки и последующей горячей прокатки на пилькерстане. Трубы поставляются после термической обработки, состоящей из аустениза-

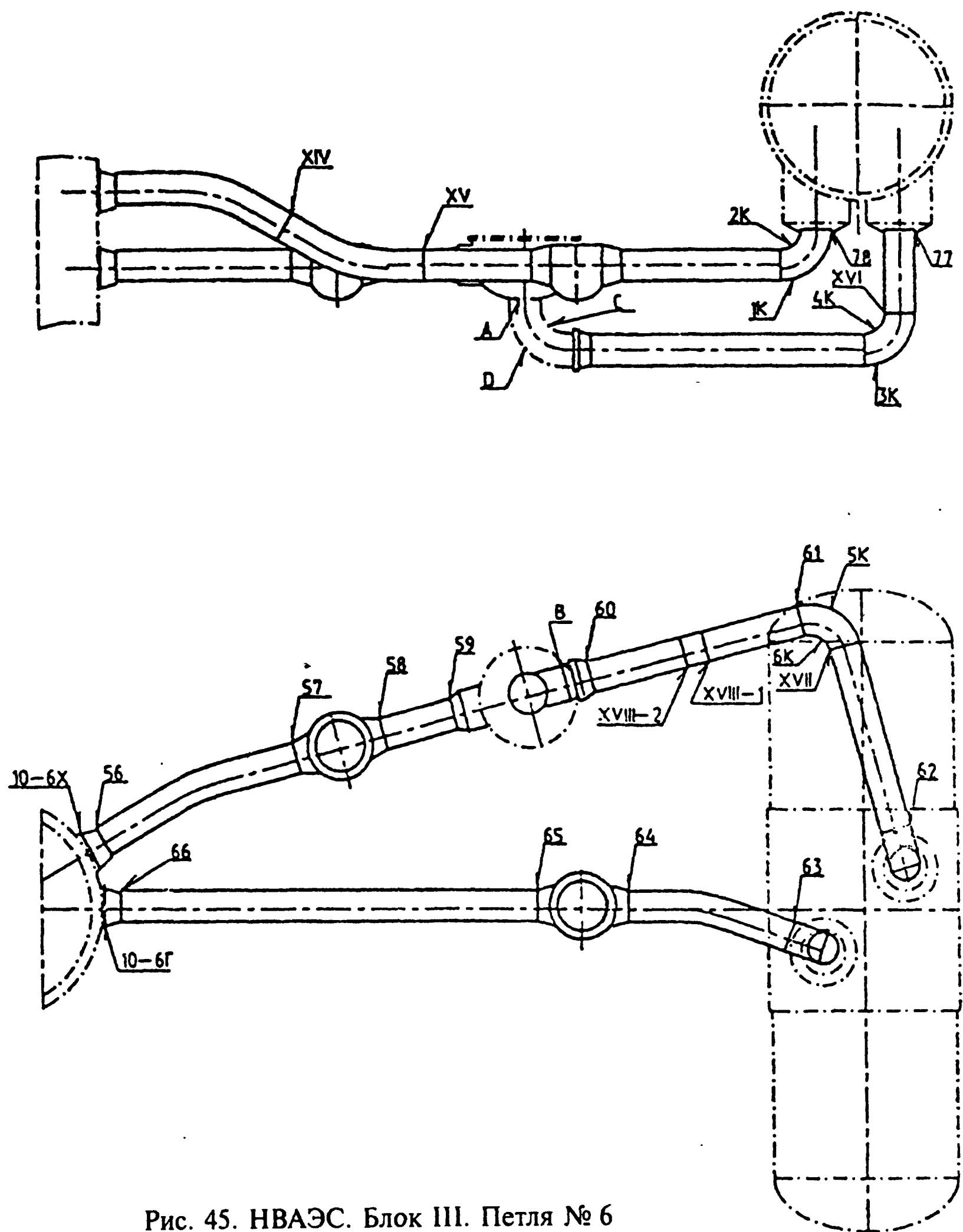


Рис. 45. НВАЭС. Блок III. Петля № 6

ции при температуре 1150 °С с охлаждением в воде и последующего отпуска при 850 °С в течение 2 ч. Охлаждение после отпуска также проводили в воде.

Трубные блоки изготавливали на Подольском машиностроительном заводе им. С.Орджоникидзе, требования к качеству изготовления блоков регламентированы ТУ 108-769-78, на поставку 179-ВТУ-016. Сборку и сварку выполняли в соответствии с

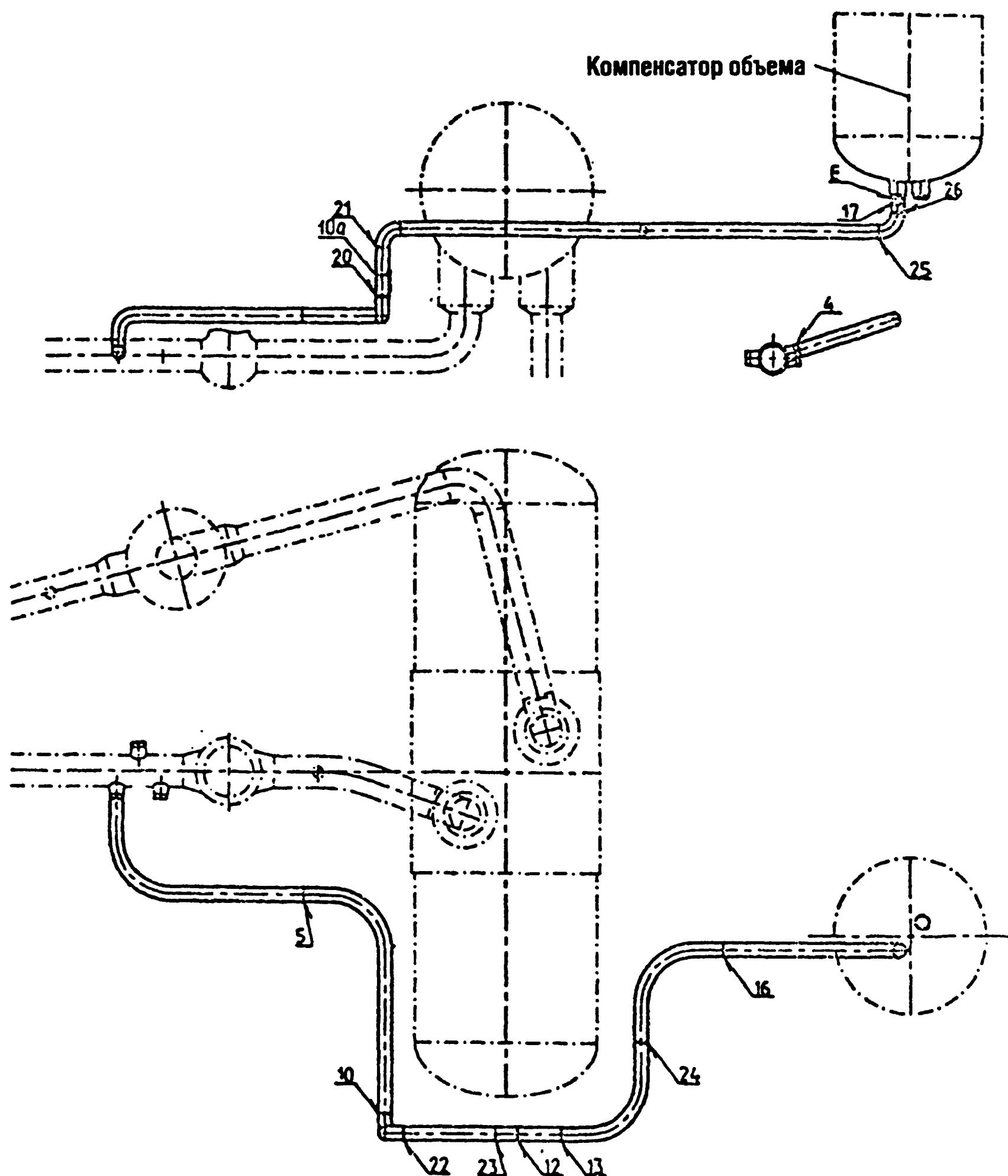


Рис. 46. Трубопровод уравнильный правый НВАЭС. Блок III

требованием чертежей и основных положений по сварке ОП1513-72.

Представление об уровне и стабильности химического состава, механических свойств и микроструктуре металла трубопроводов Ду 500 по сертификатным данным дает табл. 12.

Анализ данных по химическому составу и механическим свойствам показывает, что они соответствуют требованиям ТУ 477-01-171-71. Некоторые незначительные отклонения по С, Мп и Сг в одной из плавках, не должны сказаться отрицательно на служеб-

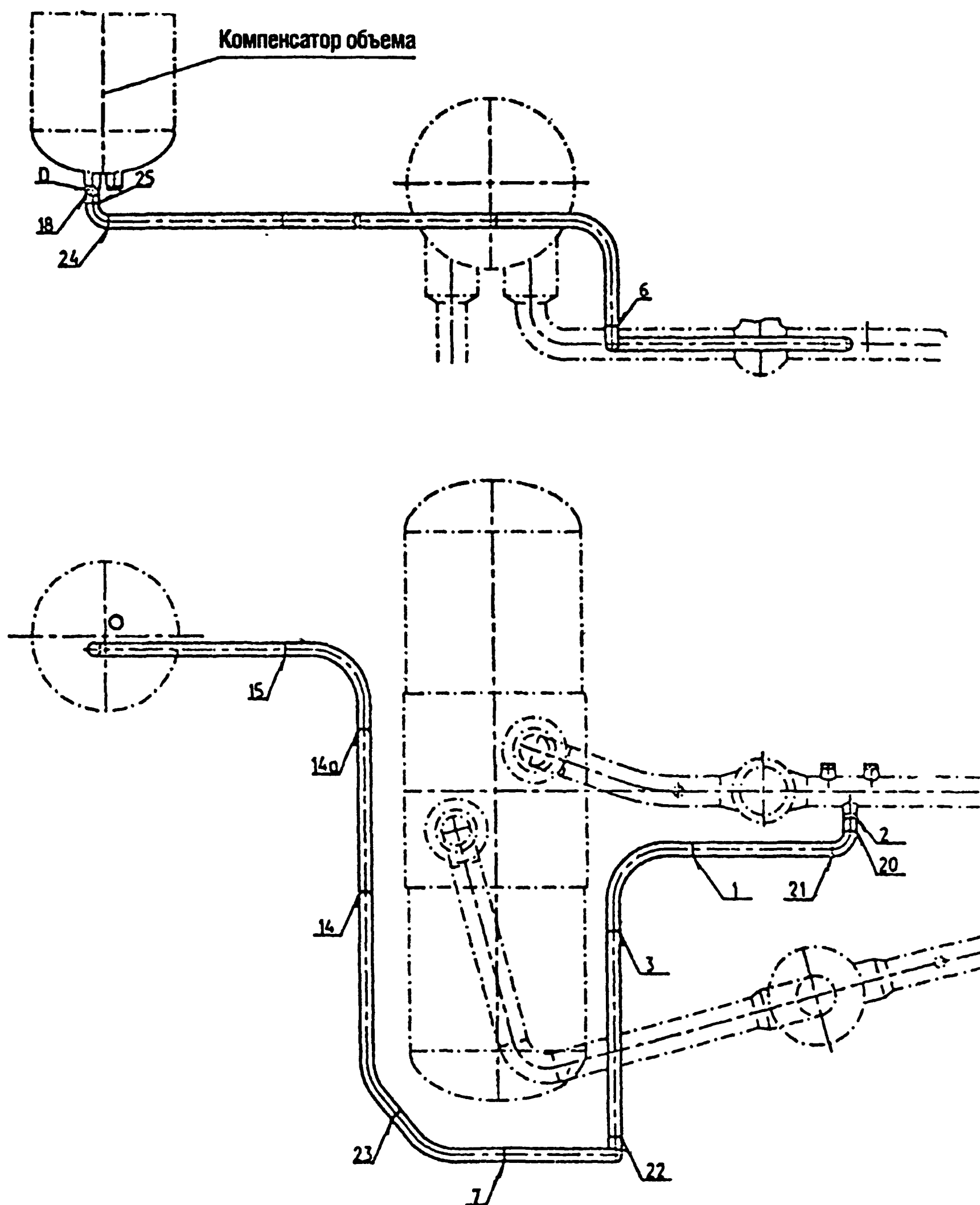


Рис. 47. Трубопровод уравнительный левый. НВАЭС. Блок III

ных характеристиках стали, так как во всех плавках отношение Cr к Ni значительно ниже 1,8. По ТУ 477-01-171-71 содержание Ti должно быть в пределах 0,4—0,6. В данном случае в некоторых плавках оно превышено. Соотношение Ti/C должно быть минимальным, вместе с тем при $\text{Ti} < 0,5 < \text{C}$ сталь недостаточно стабилизирована и склонна к МКК. Избыток титана, особенно в крупнозернистом металле, снижает механические свойства, его

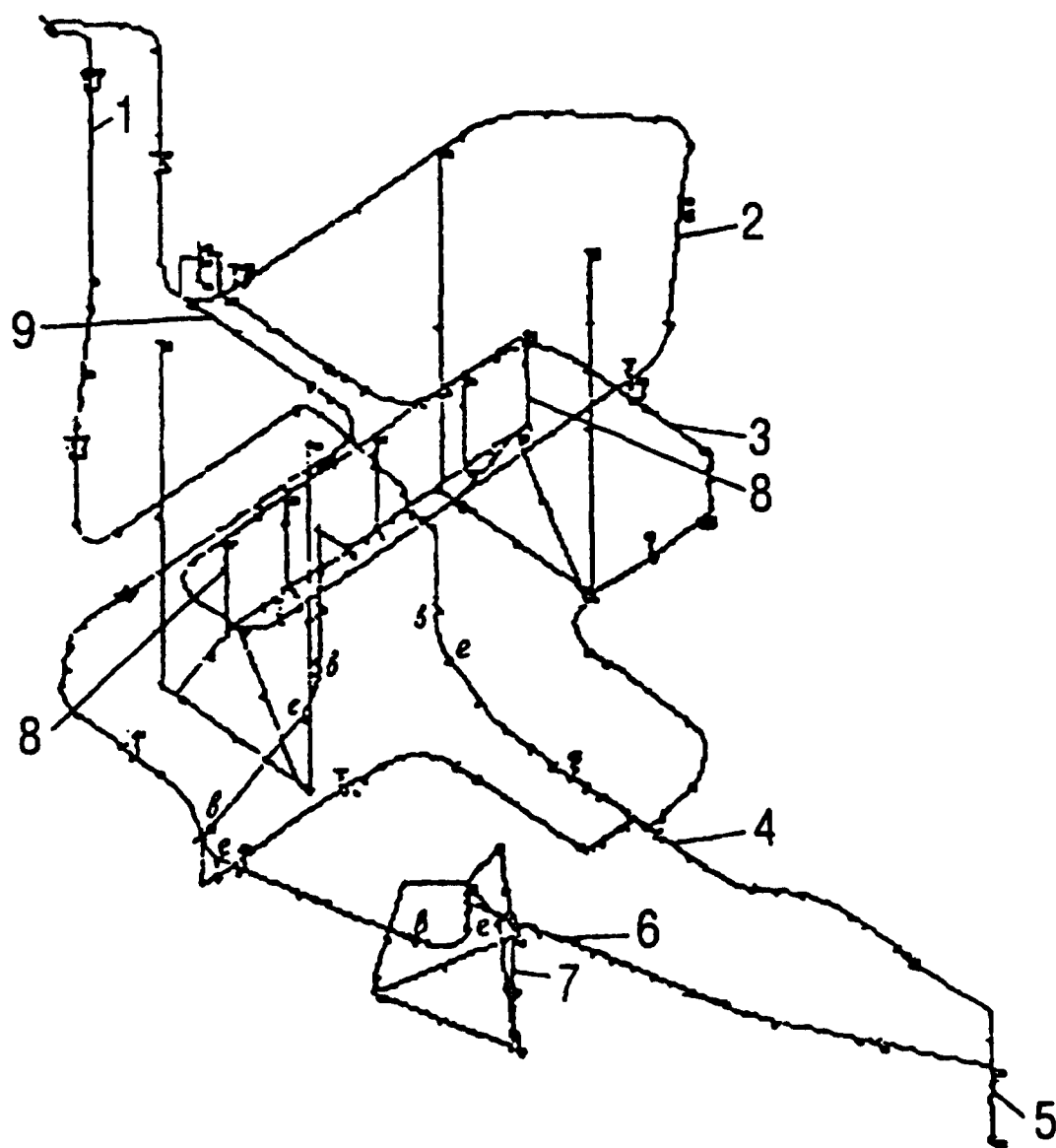


Рис. 48. Расчетная схема петли № 1:

1 — трубопровод питательной воды; 2 — паропровод; 3 — уравнильный трубопровод правый; 4 — горячая нитка ГЦТ; 5 — реактор; 6 — холодная нитка ГЦТ; 7 — ГЦН; 8 — парогенератор; 9 — уравнильный трубопровод левый

Таблица 11. Длины отдельных частей трубопровода

Часть трубопровода	Длина или конструктивные особенности
Горячая нитка	Существует гиб в горизонтальной плоскости между ГЗЗ и коленом коллектора ПГ
Длина ГЦТ от корпуса реактора до ГЗЗ, мм	7640
Длина ГЦТ от ГЗЗ до колена коллектора ПГ, мм	3000
Длина горизонтального и вертикального участкагиба, мм	650
Холодная нитка	Колено между ГЦТ и ПГ прямое, от центра изгиба до кромок расстояние равно 650 мм
Длина ГЦТ от патрубка КР до ГЗЗ, мм	3880
Длина ГЦТ между патрубками, мм	1350
Длина ГЦТ между патрубком и кромкой колена, мм	3940
Длина ГЦТ между кромкой колена и коллектором ПГ, мм	3400
	Патрубки корпуса реактора Ду 500 расположены в одной вертикальной плоскости. Отсутствуют врезки в ГЦТ трубопровода САОЗ

Таблица 12. Механические свойства основного металла главных циркуляционных трубопроводов Ду 500 из стали 0Х18Н12Т

№ п/п	Номер плавки, трубный блок	Механические свойства при 20 °С					При 300° С, σ _{0,2} , кгс/см ²	Балл зерна	Отноше- ние Cr/Ni	Отноше- ние Ti/C
		σ _в , кгс/мм ³	σ _{0,2} , кгс/мм ²	δ, %	ψ, %	KCV, кгм/см ²				
III Блок НВАЭС										
1	Блок 2/1, 236193	53,5	29,0	52,0	62,5	26,5	25,0	—	1,18	6,0
2	Блок 2/2, 233568	54,5	30,0	50,0	64,5	25,8	23,0	—	1,27	7,3
3	Блок 2/3, 228996	54,5	27,5	52,0	60,0	15,5	22,0	—	1,26	7,1
4	Блок 2/5, 228952	55,0	29,5	56,0	61,0	16,0	23,5	—	1,24	7,4
5	Блок 3/1, 161491	55,5	31,0	50,0	62,5	19,4	24,5	3	1,2	7,1
6	Блок 3/2, 237400	55,0	31,0	50,0	62,5	20,0	20,0	5	1,22	5,0
7	Блок 3/3, 237444	54,0	31,0	52,0	54,5	16,8	18,5	4	1,26	9,3
8	Блок 3/4, 237356	54,0	26,0	49,5	49,0	14,8	21,5	5	1,26	7,0
9	Блок 3/5, 238637	53,0	24,5	57,0	62,0	19,7	21,5	2	1,26	5,8
10	Блок 4/2, 236538	52,5	26,0	52,5	62,5	22,2	18,5	4	1,28	7,8
11	Блок 4/5, 161944	54,0	26,0	53,0	64,0	24,0	22,0	5	1,23	6,0
12	Блок 4/6, 236563	54,0	26,0	54,0	62,5	16,3	21,5	3	1,2	7,5
13	Блок 1/2, 228974	53,5	26,0	48,5	52,0	17,5	18,0	—	1,22	7,1
14	Блок 1/6, 236219	53,5	27,0	45,0	57,0	20,3	20,5	—	1,24	6,9
		54,5	30,5	53,0	53,0	18,7	24,0			
		54,5	30,5	51,5	60,0	17,0	24,0			
		55,0	29,5	56,0	68,5	24,2	22,0			
		55,0	30,0	55,0	66,0	23,5				

№ п/п	Номер плавки, трубный блок	Механические свойства при 20 °С					При 300° σ _{0,2} , кгс/см ²	Балл зерна	Отноше- ние Cr/Ni	Отноше- ние Ti/C
		σ _B , кгс/мм ³	σ _{0,2} , кгс/мм ²	δ, %	ψ, %	KCV, кгм/см ²				
15	Блок 1/5, 233568	56,0	28,5	46,0	57,0	14,5	25,5	—	1,27	7,3
16	Блок 1/9, 243738	52,0	28,0	47,0	51,0	12,5	25,0	—	1,26	6,9
17	Блок 5/3, 228895	54,5	29,0	57,5	64,5	20,0	22,0	—	1,28	8,1
		54,5	30,5	56,5	64,0	24,0	20,0			
		54,5	27,0	52,0	67,5	16,5	22,5			
		54,5	27,5	53,0	62,5	16,5	22,5			
IV Блок НВАЭС										
18	Блок 3/1, 243831	53,0	27,0	54,5	62,5	20,3	25,0	3	1,30	8,1
19	Блок 3/2, 244565	53,0	28,0	54,5	57,5	19,9	24,0	3	1,30	6,9
20	Блок 3/3, 243695	53,5	27,5	49,0	63,5	23,1	21,5	4	1,25	8,0
21	Блок 3/4, 243715	53,5	29,5	55,0	64,5	24,4	21,0	3	1,23	8,0
22	Блок 4/2, 244523	59,5	30,5	52,0	54,5	18,1	23,5	2	1,22	6,6
23	Блок 4/1, 243763	59,5	30,5	48,5	54,5	17,9	23,5	3	1,26	7,4
24	Блок 5/5, 243738	53,0	30,0	55,5	64,5	26,2	23,5	—	1,29	6,9
25	Блок 6/2, 244550	52,5	29,0	58,0	67,0	25,9	23,5	—	1,31	7,8
26	Блок 6/5, 244498	54,0	31,5	52,5	64,5	25,0	25,5	—	1,26	5,9
27	Блок 8/1, 160669	53,0	32,5	52,0	64,0	22,5	25,0	—	1,26	7,4
28	Блок 2/1, 243856	55,0	30,5	49,0	58,5	22,3	23,0	5	1,28	6,9
		54,5	29,5	53,0	64,5	21,6	25,0			
		53,0	29,0	52,0	64,5	17,6	20,5			
		52,5	29,0	54,0	62,0	22,0	22,0			
		52,5	27,5	58,0	64,5	24,5	21,5			
		53,0	26,0	56,0	64,5	22,8	21,0			
		53,0	29,0	52,0	62,0	24,8	24,0			
		53,0	28,0	54,0	64,5	20,1	24,0			
		53,5	28,0	53,0	58,0	19,4	21,0			
		53,5	24,5	50,5	56,0	16,3	22,0			
		55,0	31,5	54,0	70,5	25,8	23,0			
		54,5	30,0	55,0	65,5	27,5	23,0			

29	247763	55,0	29,0	53,5	64,5	21,3	20,0	4—5	1,27	7,4
30	251657	55,0	28,0	57,0	61,5	20,8	21,0	4	1,28	5,7
31	238610	53,5	29,5	55,5	62,5	17,8	23,0	5	1,28	8,1
		54,5	29,5	54,5	54,5	18,0	24,0	6	1,26	10,0
32	Блок 2/2, 160663	53,5	29,5	54,5	66,0	22,5	21,0	—	1,22	7,7
33	Блок 4/2, 160679	53,5	29,5	49,0	66,0	21,4	22,5	—	1,20	7,4
34	Блок 4/2, 160666	54,0	29,5	51,0	57,5	12,7	24,0	—	1,27	8,5
35	Блок 7/1	54,5	29,5	51,5	63,5	14,8	24,0	—	1,24	6,3
36	Блок 2/1	53,0	27,5	52,0	60,0	16,3	24,0	—	1,27	7,0
37	Блок 3/1	55,0	29,5	54,0	63,5	18,1	24,5	—	1,23	7,1
38	Блок 4/1	53,5	26,5	52,0	57,5	17,2	21,0	—	1,25	7,1
39	Блок 5/1	55,5	29,0	57,0	62,0	18,9	23,5	—	1,20	7,1
40	Блок 8/1	54,0	24,0	40,0	61,0	16,0	19,5	—	1,27	7,1
		56,0	29,5	59,0	64,5	17,5	22,5	—	1,27	7,0
		53,5	24,5	49,0	51,0	12,9	20,0	—	1,23	7,1
		54,0	27,5	51,0	51,5	14,5	21,5	—	1,25	7,1
		52,0	24,0	53,0	61,0	15,6	19,5	—	1,25	7,1
		53,5	25,0	59,0	64,5	16,9	21,5	—	1,25	7,1
		53,0	20,0	52,5	60,0	22,8	22,5	—	1,25	7,1
		55,0	29,5	54,0	61,0	30,5	22,5	—	1,25	7,1
max		57,0	31,5	64,5	73,0	30,5	26,0	—	—	—
min		50,5	24,0	44,0	53,0	12,5	18,0	—	—	—
Требования ТУ 766		н.м. 52,0	н.м. 22,0	37,0	—	10,0	н.м. 20,0	—	—	—
Требования Ту 171-74		50,0	20,0	40,0	55,0	—	18,0	—	—	—

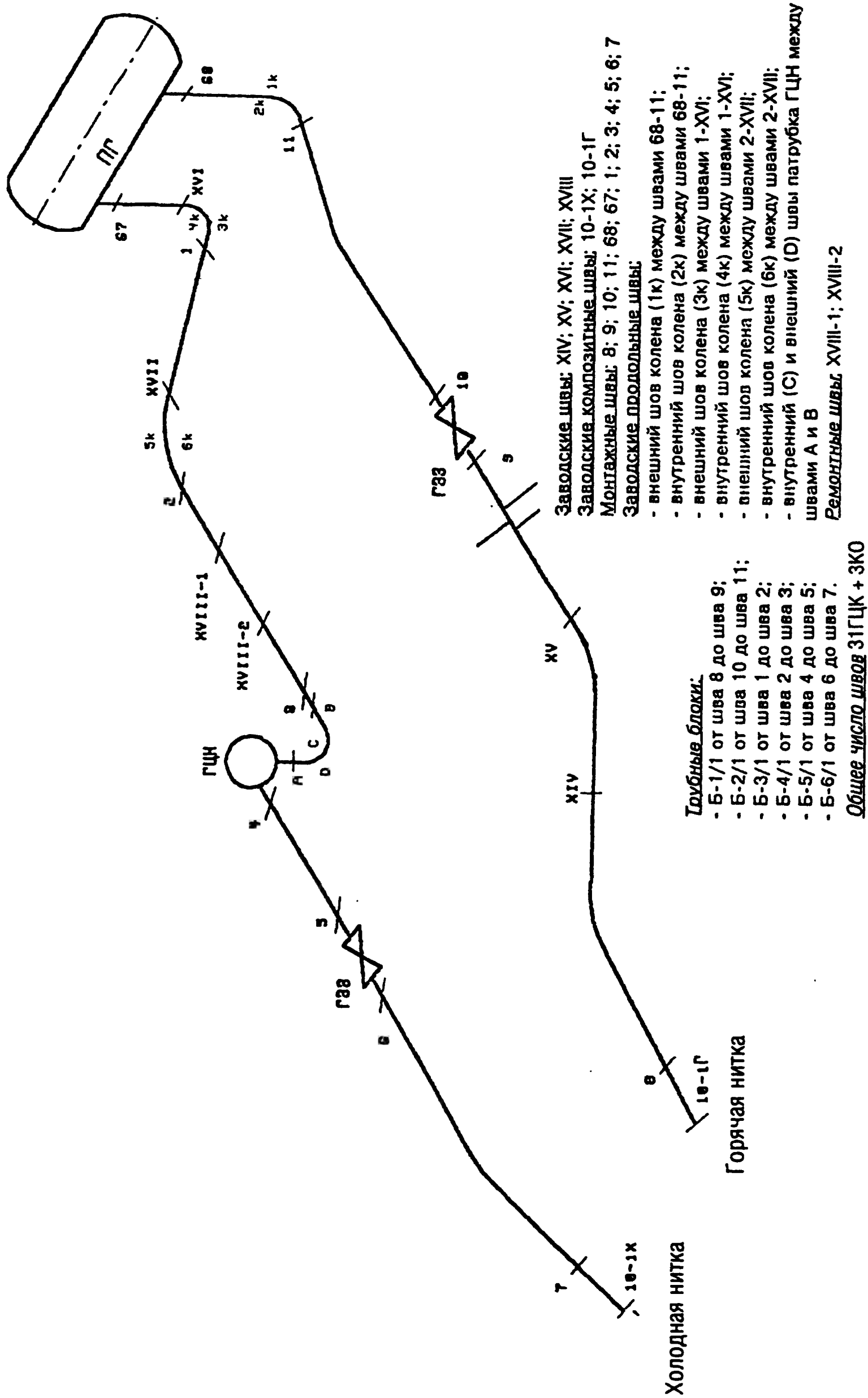


Рис. 49. НВАЭС. Блок III. Петля № 1.

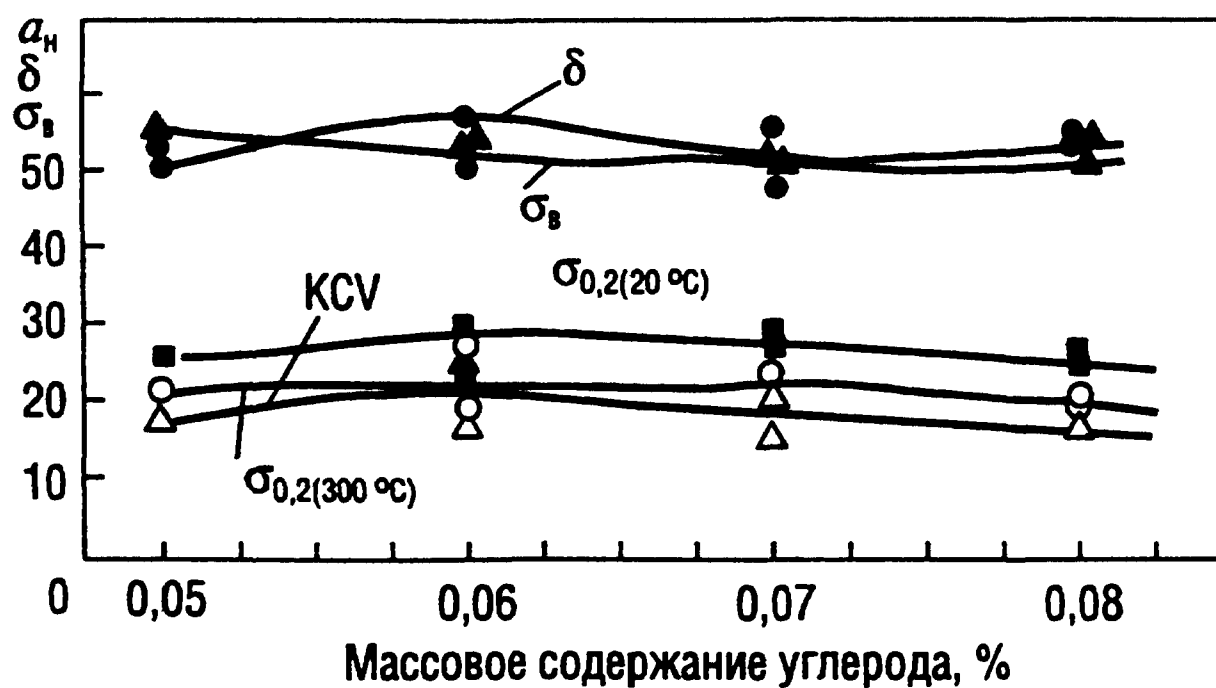


Рис. 50. Изменение свойств стали 08X18H12T при различном содержании углерода

пластичность в сложнапряженном состоянии. В нашем случае часть плавов имеют соотношение Ti/C больше 7,5, что приводит к образованию избыточных высокодисперсных фаз и некоторому снижению пластических свойств металла.

Механические свойства исследованных плавов имеют разброс. В табл. 12 показаны минимальные и максимальные значения механических свойств: σ_b имеет разброс до 12%; δ до 30%; Ψ до 27%; KCV до 60%; $\sigma_{0,2}$ при 300 °C до 31%.

Неоднородность пластических характеристик и ударной вязкости связаны с разнотернистостью аустенитного зерна, некоторой загрязненностью металла неметаллическими включениями. На рис. 50 показано изменение свойств стали 08X18H12T при различном содержании углерода. Предел прочности и текучести практически не меняется при массовом содержании C от 0,05 до 0,08%, удлинение и ударная вязкость меняются незначительно, однако, при содержании C 0,07% на кривых имеется перегиб и снижение δ и KCV. Изменение предела прочности, ударной вязкости от содержания Ti в стали исследованных плавов показано на рис. 51. Предел прочности практически не меняется при содержании Ti от 0,35 до 0,65%, ударная вязкость падает начиная с 0,58% содержания Ti приблизительно на 10—15%.

Трубопроводы компенсации объема изготовлены также из стали 08X18H12T. Трубы размером 245×18 мм и отводы поставляются Подольским машиностроительным заводом им. С. Орджоникидзе по техническим условиям 242-60 (в настоящее время ТУ 14-3-197-73) в аустенизированном и правленном состоянии.

Монтаж трубопроводов осуществлялся в соответствии с проек-

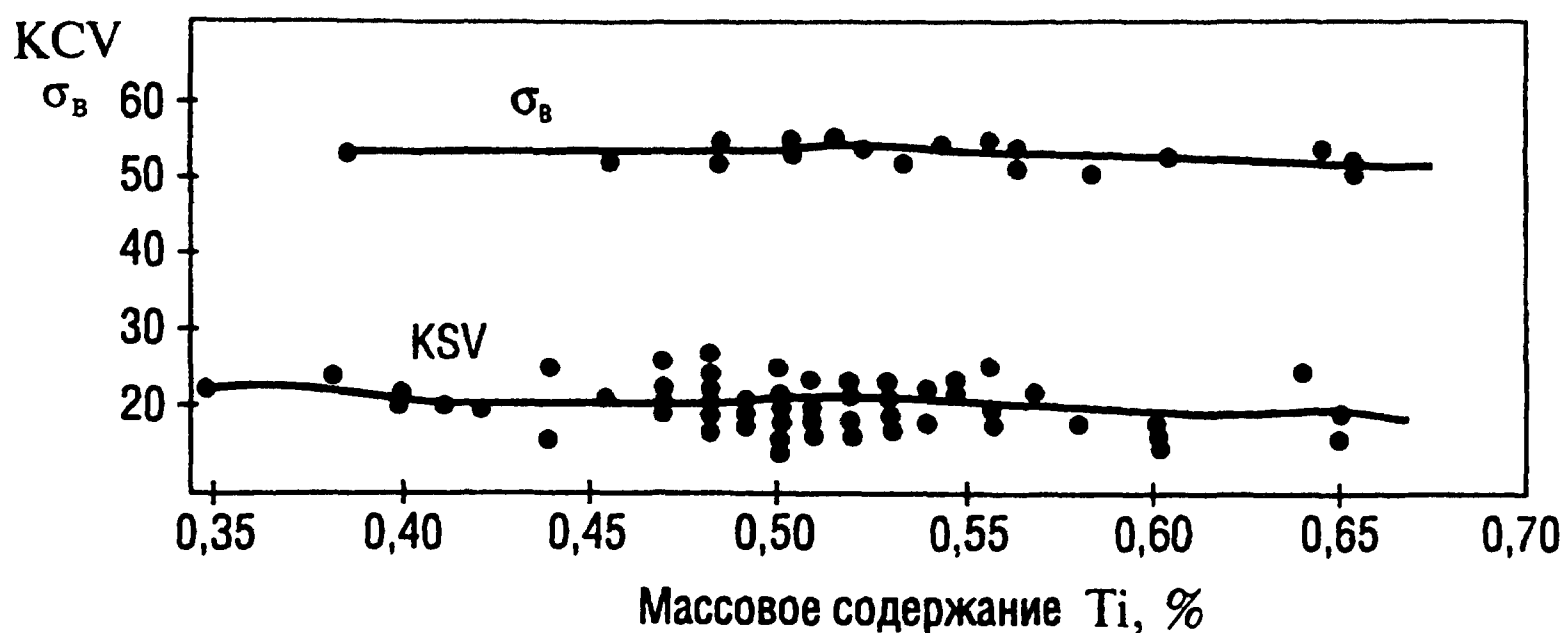


Рис. 51. Изменение предела прочности и ударной вязкости стали 08X18H12T при температуре 20 °С и различном содержании Ti

том, разработанным МЭиЭ СССР Теплоэлектропроектом г. Москвы.

Химический состав и механические свойства труб из стали 08X18H12T по техническим условиям ТУ 14-3-197-73 приведены в табл. 13 и 14.

Анализ химического состава 96 плавок металла трубопроводов компенсации объема КолАЭС показал, что содержание Cr, Si, S и P находится в пределах требований технических условий. Отмечается превышение содержания углерода в четырех плавках, из которых изготовлены штампованные колена Ду 225, в этих же плавках отмечается повышенное содержание Mn (1,53—1,81%) по сравнению с требованием ТУ (не более 1,5%). В ряде плавок содержание Ni находится ниже технических требований. Однако соотношение эквивалентов Cr и Ni во всех анализируемых плавках составляли 1,3—1,62 (ниже 1,8). Все анализируемые плавки имеют стабильную аустенитную структуру.

Анализ механических свойств металла труб показал, что некоторые элементы имеют прочностные характеристики ниже требований ТУ примерно на 1—2 кг/мм², что учитывали при расчете прочности и трещиностойкости.

В табл. 15—18 и на гистограммах (рис. 52—55) показано распределение значений предела текучести $\sigma_{0,2}$ при комнатной температуре и 350 °С. Видно, что максимальный разброс наблюдается у отводов при 350 °С и составляет 4,65. Это еще раз подтверждает влияние технологии изготовления на формирование структуры, а, следовательно, и свойств элементов трубопроводов из стали 08X18H10T. С помощью полученных результатов можно сделать вывод, что практически все трубы и элементы трубопро-

Таблица 13. Требования ТУ 14-3-197-71 на химический состав металла труб из стали ОХ18Н10Т и ОХ18Н12Т

Марка стали	С	Мn	Si	Cr	Ni	S	P	Ti	N ₂
	не более					не более			не более
ОХ18Н12Т	0,08	1,5	0,8	17—19	11—13	0,02	0,035	5С—0,6	0,05
ОХ18Н10Т	0,08	1,5	0,8	17—19	10—11	0,002	0,035	5С—0,6	0,05

Таблица 14. Требования ТУ 14-3-197-71 на механические свойства металла труб из стали ОХ18Н10Т и ОХ18Н12Т

Диаметр труб	В исходном состоянии			После аустенизации
	σ_B , кгс/мм ²	δ_5 , %	$\sigma_{0,2}$, кгс/мм ²	$\sigma_{0,2}$, кгс/мм ²
До 76 мм	56	37	20—35	18—33

Таблица 15. Распределение значений σ_s^{20} прямых участков труб Ø245×18 трубопроводов компенсации объема

σ_s , кгс/мм ²	Число случаев	$\bar{x}$	σ_{n-1}
29,5	14	31,49	2,20
30,0	7		
31,0	3		
32,0	8		
33,0	8		
35,0	2		
37,0	3		

Таблица 16. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{350}$ прямых участков труб Ø245×18 трубопроводов компенсации объема

$\sigma_{0,2}^{350}$, кгс/мм ²	Число случаев	$\bar{x}$	σ_{n-1}
24,0	4	26,1	1,95
24,5	3		
25,0	9		
25,5	3		
26,0	2		
27,0	5		
27,5	3		
29,0	2		
31,5	2		

Таблица 17. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{20}$ прямых участков труб $\varnothing 245 \times 18$ трубопроводов компенсации объема

$\sigma_{0,2}^{20}$, кгс/мм ²	Число случаев	$\bar{x}$	σ_{n-1}
29,5	7	32,17	2,49
30,0	2		
30,5	1		
31,0	3		
32,0	3		
33,0	3		
37,0	5		

Таблица 18. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{350}$ прямых участков труб $\varnothing 245 \times 18$ трубопроводов компенсации объема

$\sigma_{0,2}^{350}$, кгс/мм ²	Число случаев	$\bar{x}$	σ_{n-1}
17,5	7	23,88	4,65
21,5	1		
22,0	1		
24,5	3		
25,0	3		
26,0	3		
26,5	3		
30,0	5		

водов Ду 500 и системы компенсации объема удовлетворяют требованиям технических условий. Некоторое различие прочностных характеристик прямых участков труб и штампованных элементов (в частности колен, тройников и переходов) можно объяснить размером зерна полуфабриката. Как правило, в штампованных элементах размер зерна составляет 3—4 балл., в трубах — 7—9 балл. При различных термических обработках (нагрев под деформацию, окончательная термообработка и др.) происходит процесс выделения вторичных фаз. Этот процесс более резко протекает в мелкозернистом материале, особенно при большом значении отношения Ti/C. Низкая скорость выделения вторичных фаз в крупнозернистом материале, увеличение расстояния между частицами соответствует развитию неоднородности деформации, что в итоге приводит к снижению прочности.

Сварные соединения главного циркуляционного трубопровода Ду 500 изготовлены как на заводе, так и на монтажной площадке.

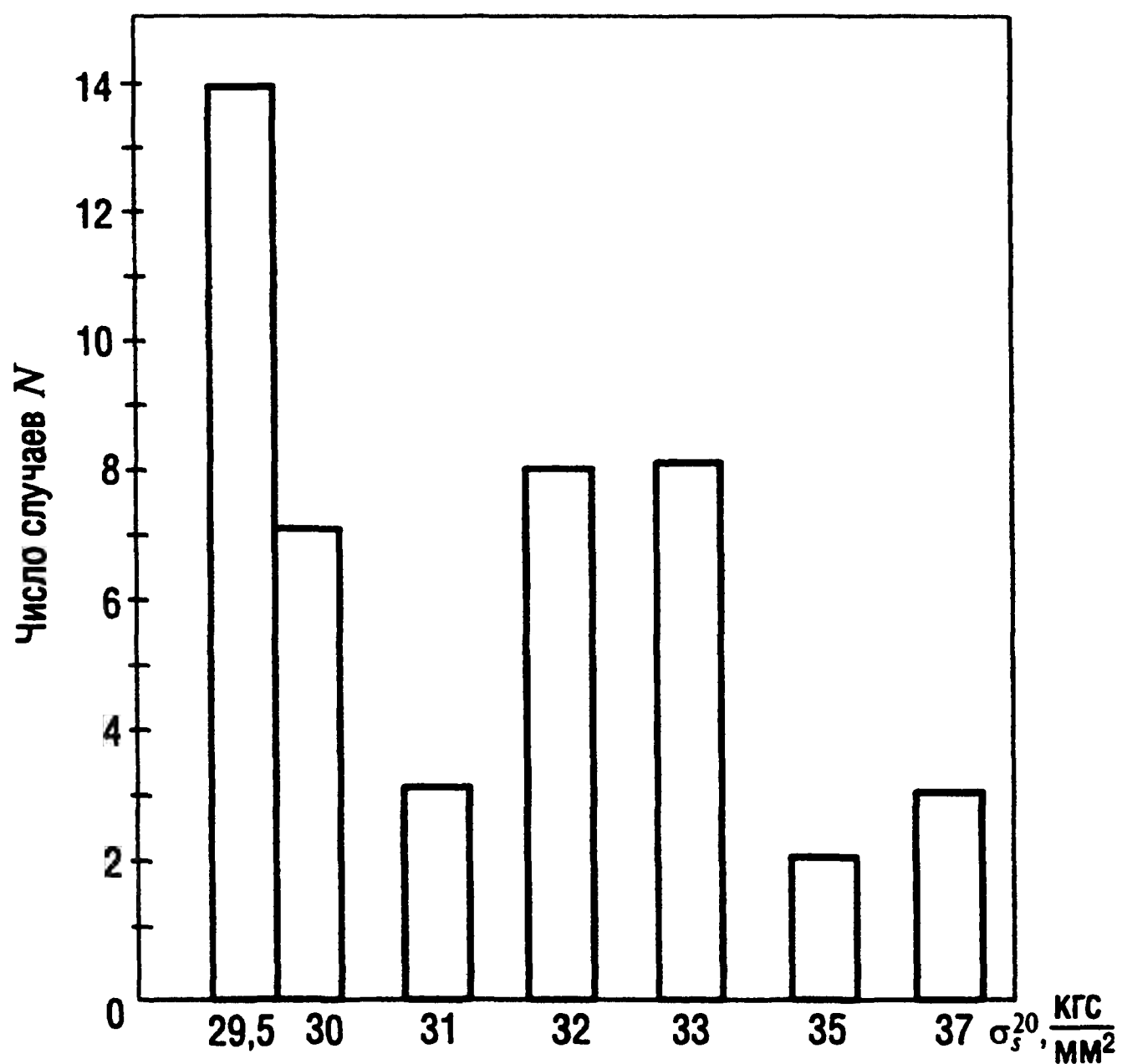


Рис. 52. Распределение значений σ_s^{20} прямых участков труб $\varnothing 245 \times 18$ компенсации объема

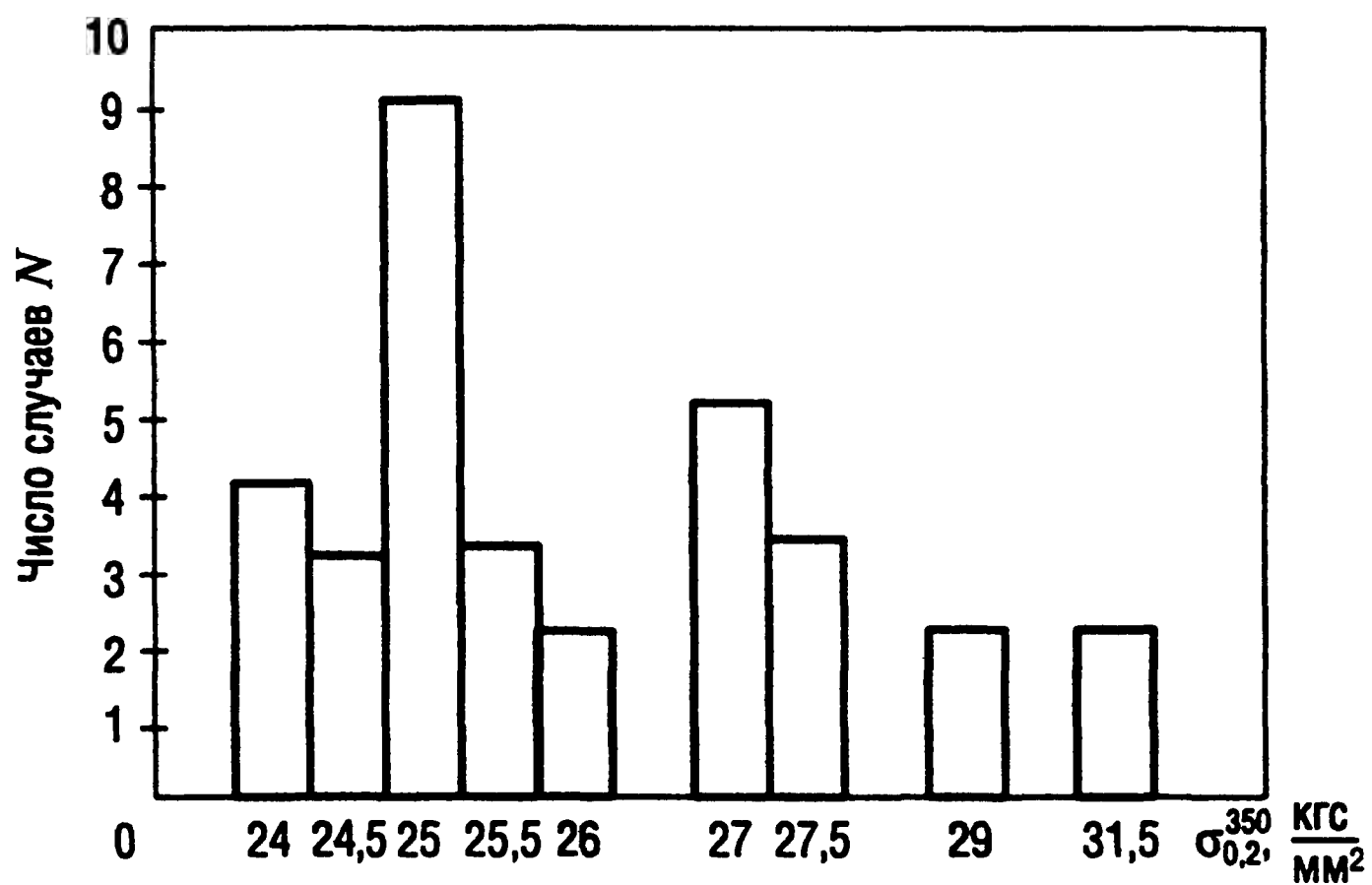


Рис. 53. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{350}$ прямых участков труб $\varnothing 245 \times 18$ компенсации объема

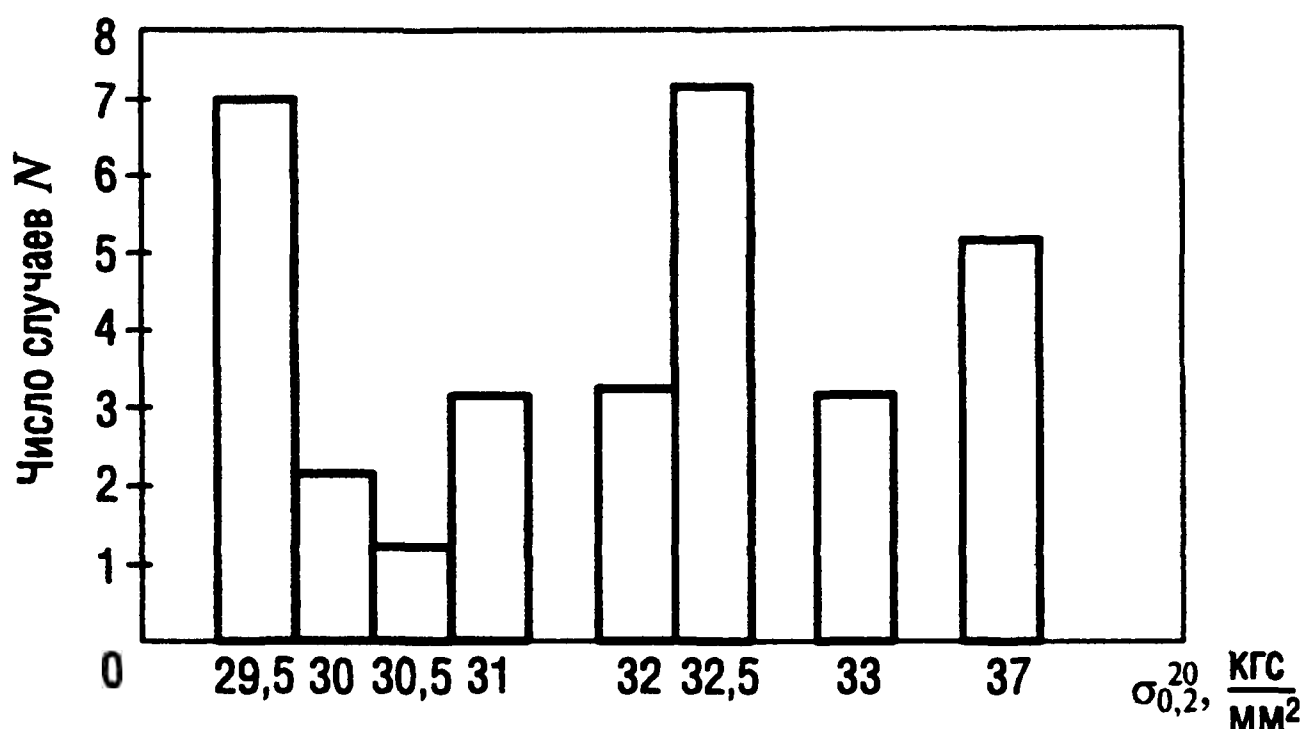


Рис. 54. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{20}$ отводов $\varnothing 245 \times 18$ трубопроводов компенсации объема

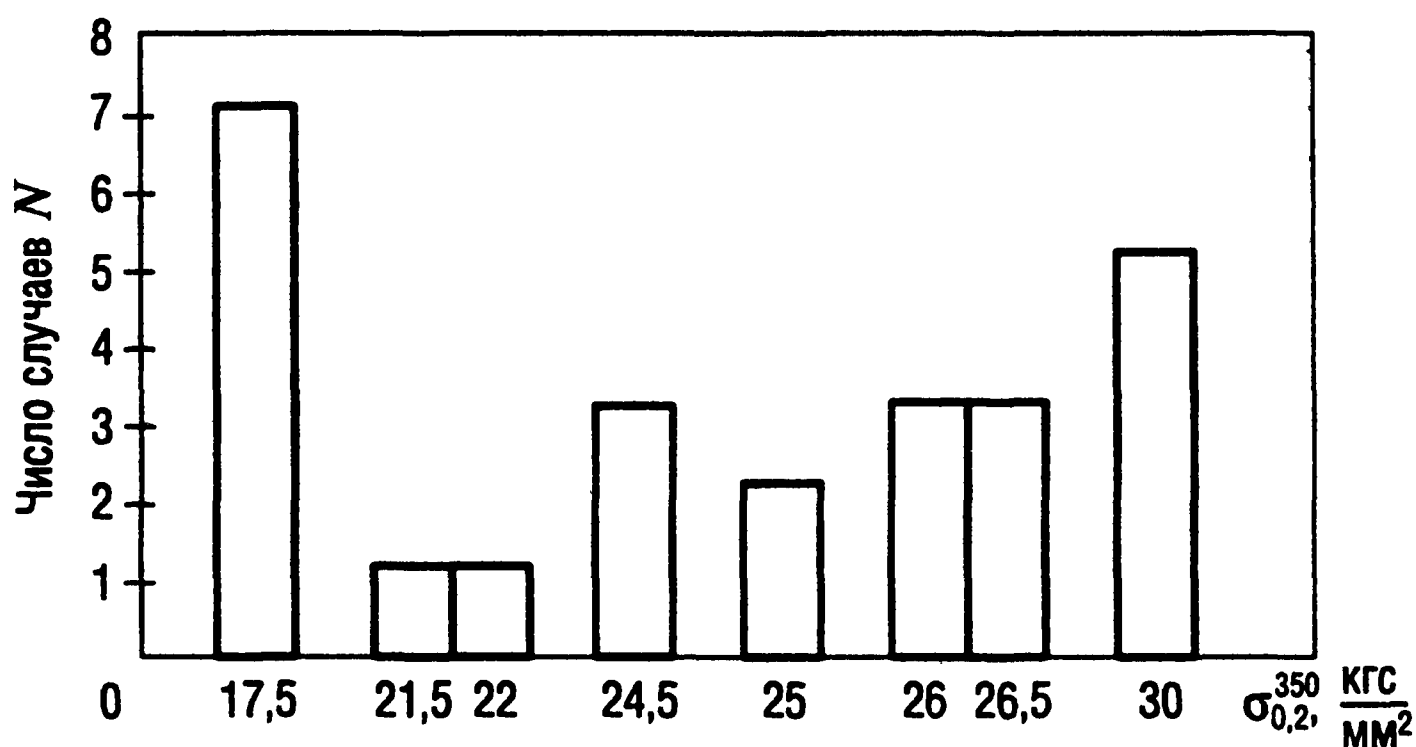


Рис. 55. Распределение значений $\sigma_{0,2}^{350}$ отводов $\varnothing 245 \times 18$ трубопроводов компенсации объема

Заводские сварные швы (рис. 56) выполняли комбинированной сваркой. Корень шва выполнялся аргонодуговой сваркой с присадочным материалом Св-04Х19Н11М3 диаметром 4 мм по ГОСТ 2246-70 сертификат 5507/18 (табл. 19).

Последующие швы выполнялись ручной электродуговой сваркой покрытыми электродами ЭА-400/10У, партия 814 (табл. 20).

При монтаже трубопроводов Ду 500 также применялась комбинированная сварка. Корень шва выполнялся автоматической сваркой с проволокой Св-04Х13Д11М3 диаметром 1,6 мм, остальные слои сварного шва — ручной дуговой сваркой.

Ряд стыков выполняли комбинированной сваркой, у остальных корень шва и последующие слои — автоматической сваркой, про-

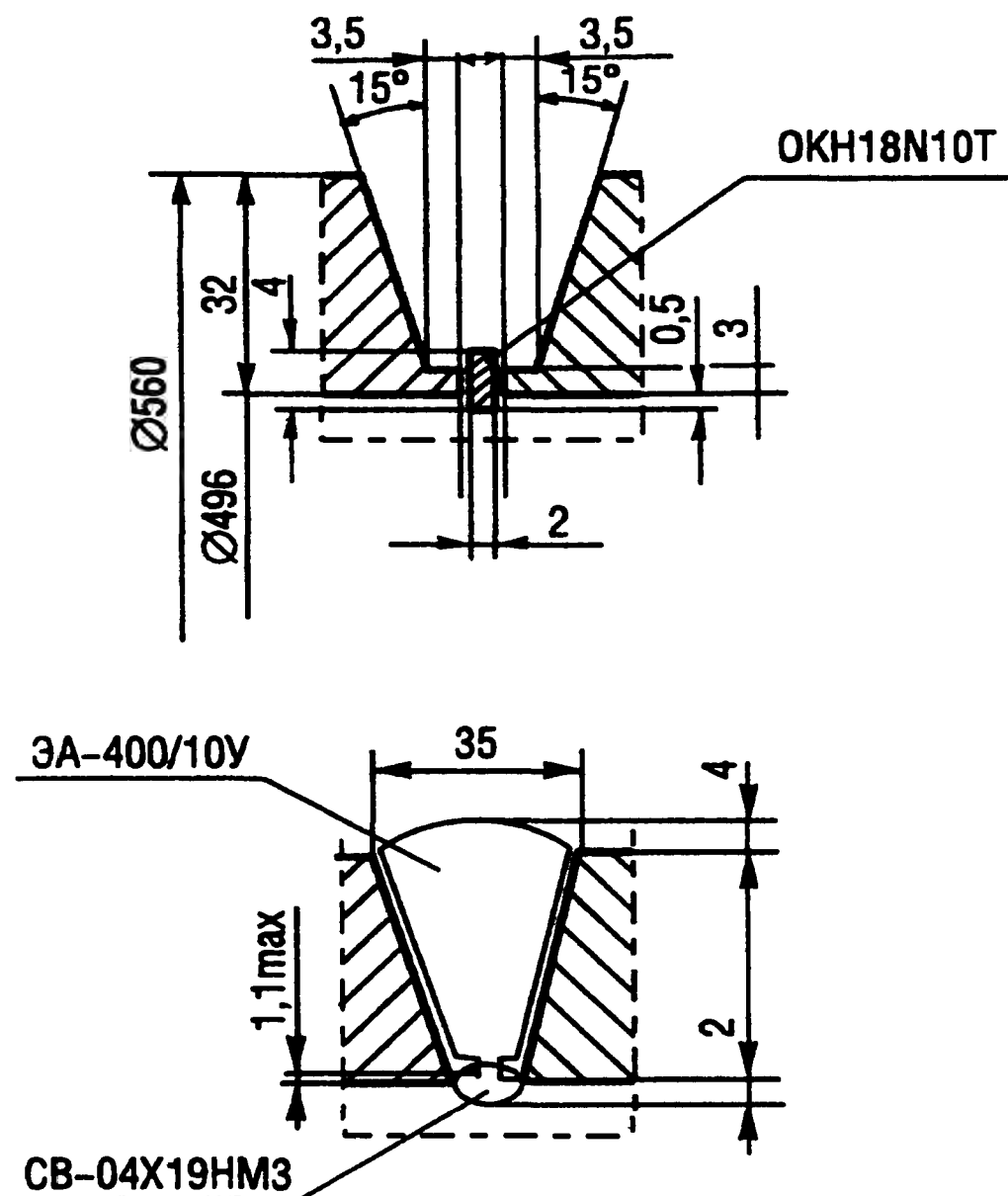


Рис. 56. Разделка и сварка поперечного однородного сварного шва ГЦТ

Таблица 19. Химический состав проволоки Св-04Х19Н11М3
сертификат № 5507/18

С	Мn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo
0,05	1,5	0,37	0,023	0,010	18,98	11,31	2,42

Таблица 20. Свойства электродов партии № 814

σ_B , кг/мм ²	δ , %	a_H , кгм/см ²	АМ	Стойкость к трещинообразованию
63,5—62	45—41,5	20,4—15	МКК удовлетво- рительная	Удовлетворительная

Таблица 21. Механические свойства и химический состав партии № 578

σ_B , кг/мм ²	δ , %	a_H , кгм/см ²	С	Мn	Si	S	P	Cr	Ni
65,4—59,7	31,7—36,7	15,6—13,5	0,09	24,7	0,50	0,11	0,21	18,0	10,6

Таблица 22. Механические свойства и химический состав партии № 700

σ_B , кг/мм ²	δ , %	a_H , кгм/см ²	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Mo	V
64,7	36,0	16,9	0,07	2,61	0,22	0,009	0,018	18,71	10,9	2,39	0,66

Таблица 23. Механические свойства и химический состав партии № 913

№ образца	σ_B , кг/мм ²	δ , %	a_H , кгм/см ²	σ_T , кг/мм ²
1	64,0	35,0	13,6	43,5
2	64,0	30,5	13,6	44,5
3	63,5	29,0	13,6	46,5

Химический анализ проволоки

C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo
0,05	1,58	0,34	0,024	0,009	18,28	11,76	2,39

Химический анализ наплавленного металла

C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo	V
0,08	1,88	0,25	0,023	0,008	18,53	11,38	2,42	0,45

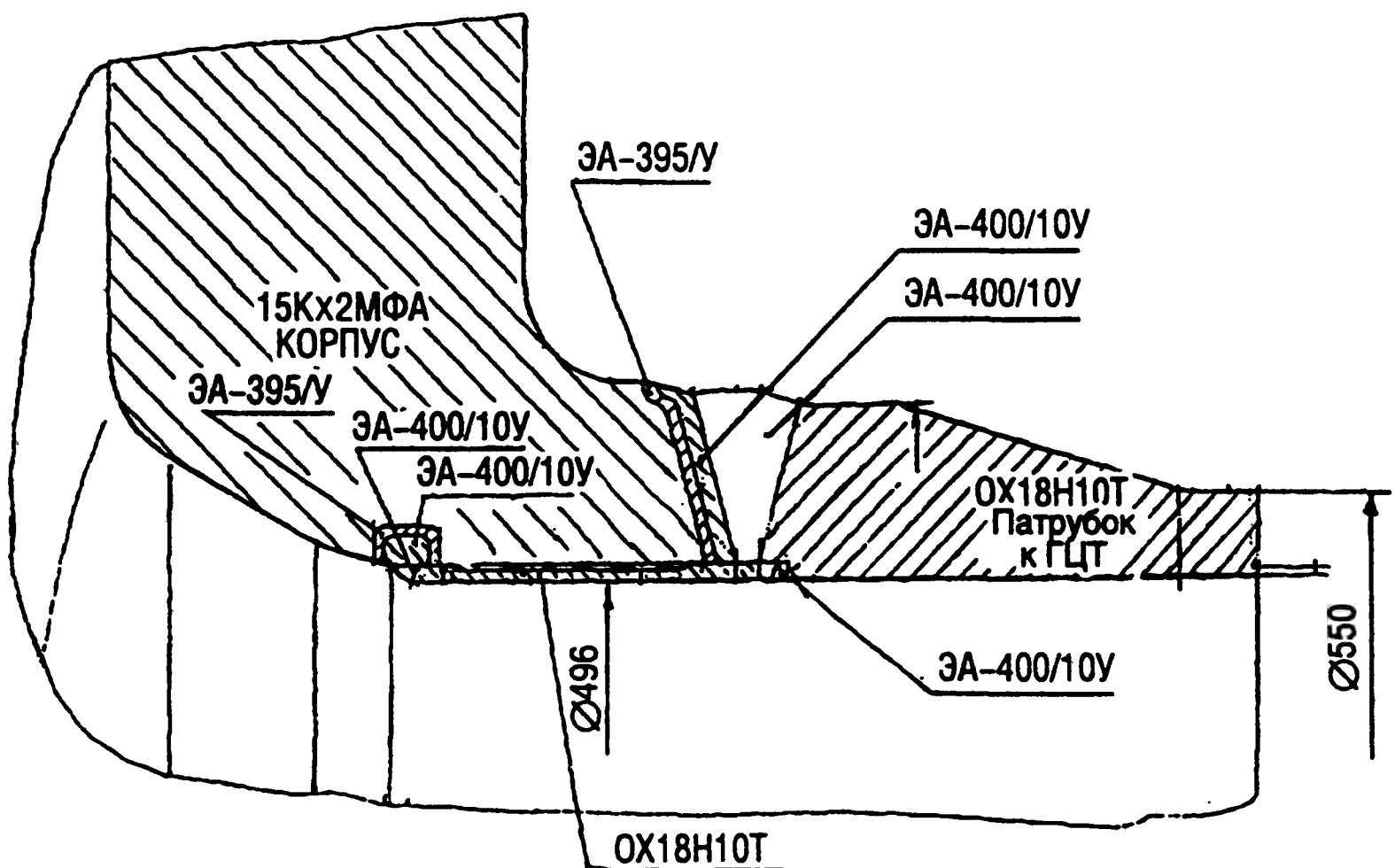


Рис. 57. Композитный шов патрубка Ду 500

волокой Св-04Х18Н11М3 — сертификаты № 9215/18 (Ø 1,6 мм) и № 4207 (Ø 3 мм).

При ручной электродуговой сварке покрытыми электродами применялись электроды (табл. 21—23), которые поставлялись

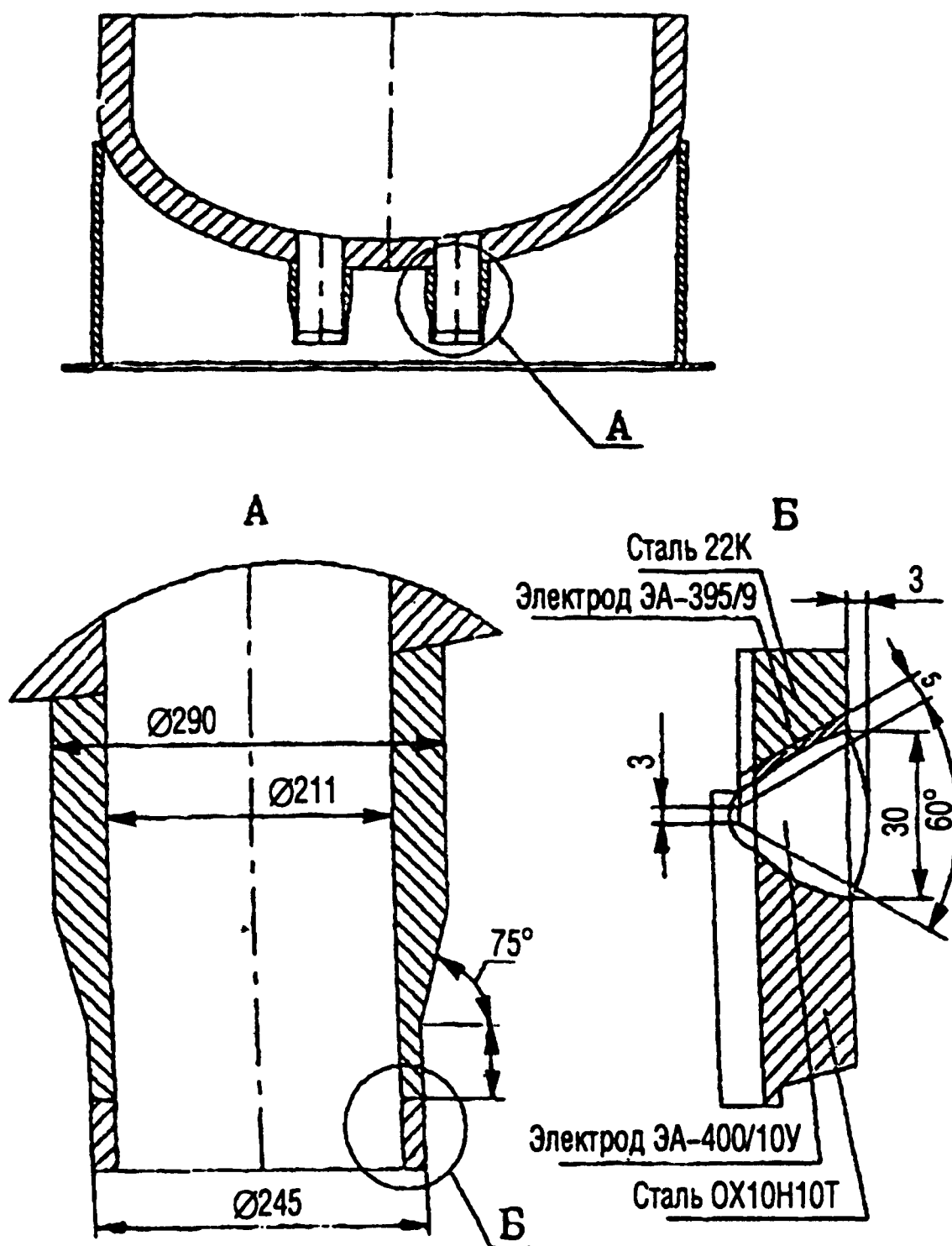


Рис. 58. Композитный шов приварки Ду 200 к КО

Московским опытно-сварочным заводом и Ижевским металлургическим заводом. Содержание феррита в них 4—5%, результаты испытаний по МКК отвечают требованиям ГОСТ 6032-84.

Широко была применена также автоматическая аргонодуговая сварка проволокой Св-04Х19Н11МЗ.

Образцы-свидетели варили толщиной 33,5 мм и показали полный провар наплавленного металла с основным, отсутствие несплавлений, трещин и шлаковых включений.

Разделка композитных швов приварки ГЦТ к корпусу реактора показана на рис. 57, а дыхательного трубопровода Ду 200 к КО — на рис. 58.

2.3. Исследование старения стали типа 08Х18Н10Т в условиях реакторов ВВЭР-440

Изменение свойств основного металла после 100 тыс. ч эксплуатации оценивали по результатам кратковременных механи-

**Таблица 24. Изменение механических свойств основного металла
трубопроводов Ду 500 ГЦТ в процессе эксплуатации**

Плавка, блок	$T_{\text{исп}} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$					$T_{\text{исп}} = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$				Балл зерна
	$\sigma_{\text{в}}$	$\sigma_{0,2}$	δ_s	Ψ_s	KCV	$\sigma_{\text{в}}$	$\sigma_{0,2}$	δ_s	Ψ_s	
Исходное состояние										
161 944	54,5	24,5	53,5	52,0	17,0	—	22,0	—	—	5
	54,5	24,5	54,0	54,5	19,4		21,5			
160 666	53,0	29,0	51,5	52,0	16,3	—	24,0	—	—	2
	53,5	29,0	56,0	56,5	18,8		24,5			
160 679	53,0	27,5	52,0	60,0	16,3	—	24,0	—	—	5
			54,0	63,5	18,1		24,5			
100 тыс. ч эксплуатации										
161 944	54,0	25,8	54,4	65,5	26,0	27,1	21,6	29,0	65,0	—
	53,8	24,3	56,8	65,2	26,0	39,3	20,0	30,5	64,0	
					25,0	37,8	19,1	22,0	62,5	
160 666	58,0	29,0	58,0	62,0	10,6	—	24,0	—	—	—
	56,0	28,0	61,0	60,0	11,0		28,5			
	52,0	25,5	57,0	62,0	11,7		28,5			
160 679	56,0	36,5	52,5	63,0	8,5	—	24,0	—	—	—
	54,5	31,0	58,5	63,0	10,8		26,0			
	55,0	35,5	57,0	63,0	11,5		24,0			
100 тыс. ч эксплуатации + аустенизация и отпуск										
160 666	47,8	21,8	45,3	61,2	—	—	—	—	—	—
	49,0	22,2	57,7	67,1						

ческих испытаний вырезок металла из трубопроводов. Результаты испытаний представлены в табл. 24 и на рис. 59.

Сравнение свойств в исходном состоянии и после 100 тыс. ч эксплуатации показало, что металл Ду 500 удовлетворяет требованиям ТУ 477- 01-171-71 на поставку. Следует отметить повышение предела прочности труб и падение ударной вязкости плавок 166 679 и 160 666 на образцах типа Шарпи.

Изменение предела прочности и ударной вязкости по-видимому обусловлено в значительной мере процессами перестройки дислокационной структуры и низкотемпературного старения металла Ду 500. В структуре металла исследованных плавок 166 679 и 160 666 после 100 тыс. ч эксплуатации выявлено выделение укрупненных карбидов хрома на границе зерен и некогерентных границах двойников. В металле исследованных труб I блока КолАЭС отмечены карбонитриды титана, которые располагались

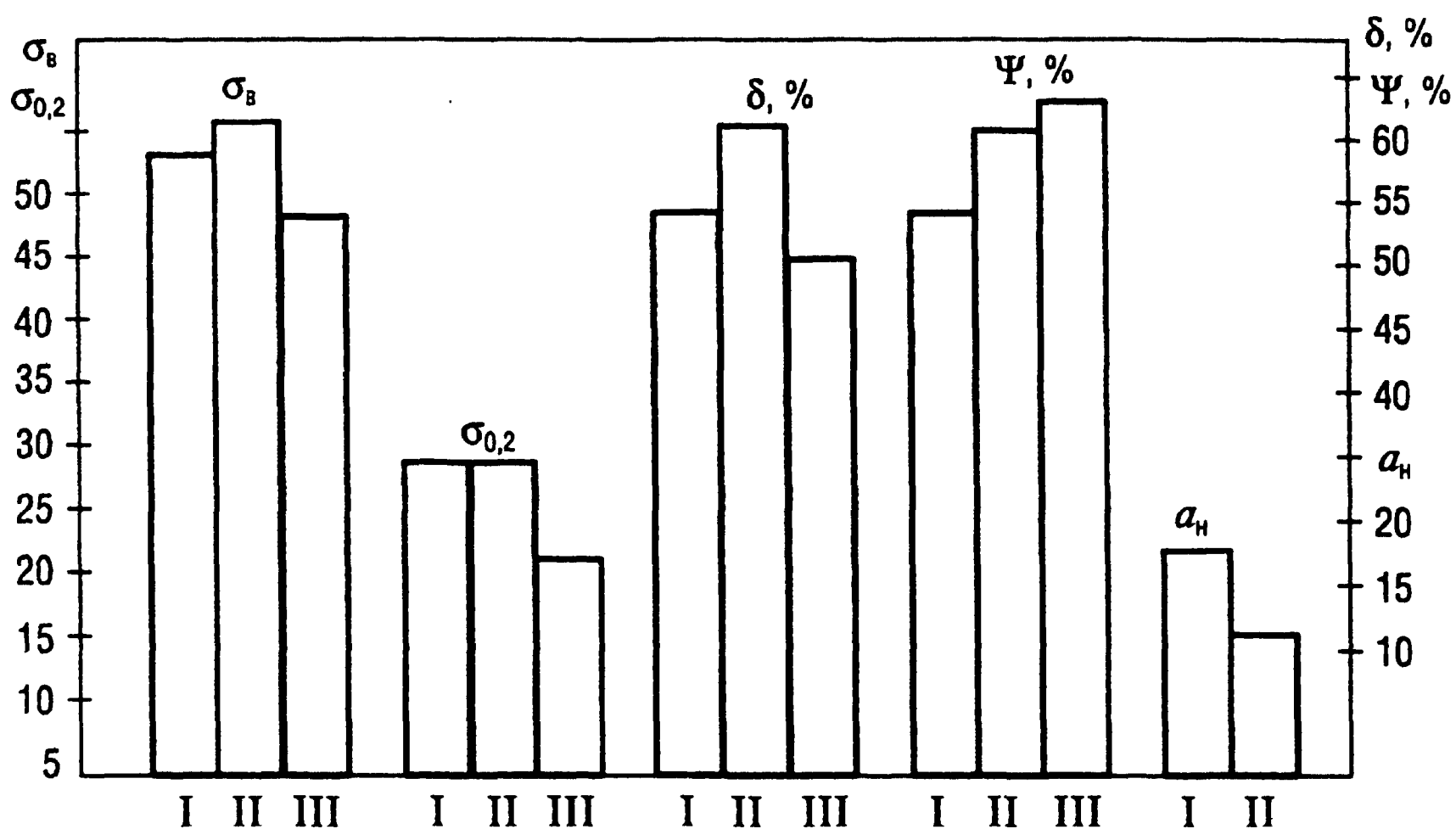


Рис. 59. Изменение свойств стали 08X18H12T после длительной эксплуатации (100 тыс. ч) и аустенизации:
 I — исходное состояние; II — после эксплуатации 100 тыс. ч;
 III — после аустенизации и отпуска

как по границам, так и внутри зерен аустенита, их содержание составило 0,29—0,36% по отношению к измеряемой площади. В отдельных зернах встречались карбонитриды титана большого размера (до 15 мкм) и строчечные неметаллические включения. Для микроструктуры характерна значительная разнотернистость от 1 до 4 балла, выявляются отдельные зерна 0 балла. Следует отметить, что частично наблюдается «островная» структура, т. е. отдельные большие зерна, окруженные областями, содержащими зерна 3—4 балла.

Анализ последовательных стадий деформации образцов Ду 500 после 100 тыс. эксплуатации с замером локальной деформации конкретных зерен выявило неоднородность локальной деформации, обусловленной разнотернистостью труб Ду 500. Наименьшая локальная деформация наблюдается в крупных зернах 1—3 балла, наибольшая — в группах зерен 5—6 баллов, расположенных по границам больших зерен, а также в приграничных областях. Внутри крупного зерна локальная деформация составляет 8,5%, а на границе и в мелких зернах — 14%. Неоднородность деформации приводит к появлению внутренних локальных напряжений, что может привести к появлению микротрещин в условиях эксплуатации и особенно при переменных режимах и гидравлических ударах.

Таблица 25. Химический состав сварного шва № 18 петли № 2 ГЦТ Ду 500

Сварной шов № 18	C	Mn	Si	Cr	Ni	P	Другие элементы
О. м. Ti/C = 7 со стороны клейма	0,07	1,04	0,37	17,5	12,5	0,025	0,5 Ti 0,2 C 0,007 S
О. м. Ti/C = 5 со стороны без клейма	0,08	1,15	0,43	17,7	12,2	0,031	0,41 Ti 0,009 S
Шов по центру	0,07	1,7	0,36	18,4	10,8	0,016	0,05—0,26 V 2,3 Mo

Аустенизация образцов плавок 166 679 и 160 666 (после 100 тыс. ч эксплуатации) при 1150 °С (1 ч) и стабилизирующий отпуск при 850 °С в течение 2 ч с охлаждением в воде не изменила неоднородность структуры. Однако при данном режиме термической обработки границы зерен становятся значительно чище, что приводит к ухудшению служебных характеристик.

Анализ сертификатных данных металла Ду 500 НВАЭС и КолАЭС и экспериментальных результатов после 100 тыс. ч эксплуатации не показали какой-либо взаимосвязи между размерами зерна, соотношением Ti/C, кратковременными свойствами в состоянии поставки и после 100 тыс. ч эксплуатации.

Микроструктурный анализ сварного соединения ГЦТ Ду 500 из стали 08Х18Н12Т после 100 тыс. ч эксплуатации показал, что околошовная зона металла труб (зона термического влияния сварного соединения) характеризуется аустенитной структурой с выделением карбидов преимущественно по границам зерен. Отмечено существование крупных карбидов в теле зерна и по границам размером до 8 мкм. Размер зерна основного металла (зона термического влияния) труб с обеих сторон сварного шва соответствует, в основном, баллу 3—4. Встречаются лишь незначительные по размерам участки, оцененные баллом 2. В табл. 25 приведены данные измерения химического состава металла шва ГЦТ Ду 500 петли № 2 III блока НВАЭС (сварной стык № 18, заводская сварка) после 100 тыс. ч эксплуатации.

Металл в зоне термического влияния сварного соединения имеет весьма крупное зерно (3—4 балла) с несколько уширенными границами. Испытанию на МКК подвергали сварное соединение после провоцирующего нагрева. Результаты испытаний показали, что сварное соединение после 100 тыс. ч эксплуатации

и провоцирующего нагрева проявило склонность к МКК: на двух загнутых на 90° образцах из трех подвергшихся испытанию выявлены трещины межкристаллитной коррозии как на сварном шве, так и в околошовной зоне. При повторном испытании на склонность к МКК на удвоенном числе образцов сварное соединение вновь проявило склонность к МКК: на трех загнутых, из трех подвергнутых испытанию образцах обнаружены трещины МКК аналогичные трещинам при первом испытании.

Испытанию на МКК (загиб на 90°) подверглась поверхность сварного шва со стороны корня и на расстоянии 10 мм от внутренней поверхности трубы. Один образец для испытания на МКК был вырезан из верхних слоев сварного шва на расстоянии 20 мм от корня шва. На этом образце трещин МКК не выявлено.

Для подтверждения наличия МКК и определения глубины проникновения МКК в сварное соединение проведен микроструктурный анализ на загнутых образцах после их испытания на МКК.

Микроструктурный анализ подтвердил наличие трещин МКК вблизи линии сплавления: на сварном шве на расстоянии 0,3—1 мм от линии сплавления. Глубина проникновения МКК составляет на одних образцах 20 мкм, на других — до 0,4 мм. Трещины МКК в околошовной зоне выявлены на длине 0,7 мм от границы сплавления, глубина проникновения МКК — 25—100 мкм.

По результатам испытаний образцов, вырезанных по сечению сварного шва нижние слои сварного шва околошовной зоны и основного металла склонны к МКК, а верхние слои (выше 20 мм от корня шва) не склонны к МКК.

Таким образом, нижние слои сварного соединения не удовлетворяют требованиям ПК 1514-72 и по склонности к МКК и по содержанию α -фазы меньше 2% (ниже нижнего допустимого предела содержания α -фазы).

Микроструктура околошовной зоны характеризуется аустенитной неравноосной структурой с выделением карбидов преимущественно по границам зерен. Выделенные карбиды носят разобщенный характер или распределены в виде отдельных участков со сплошной сеткой по границам зерен. Внутри тела зерна множество линий скольжения, следов значительной пластической деформации. Размер зерна в зоне термического влияния сварного соединения соответствует баллу 0—2(3). У линии сплавления наблюдается прерывистая кристаллизационная прослойка, имеющая чистую структуру с характерно направленными в сторону

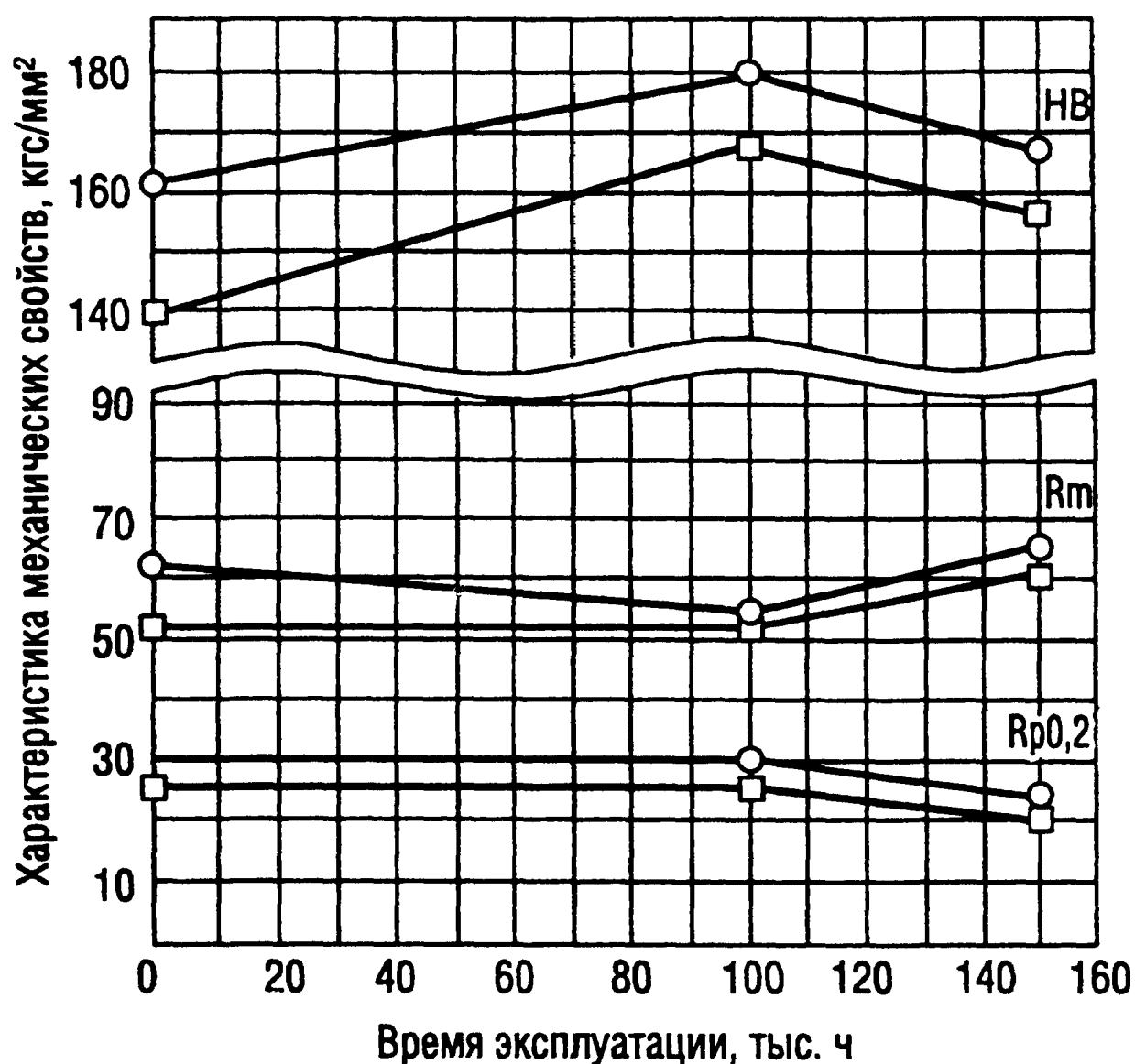


Рис. 60. Изменения механических свойств металла ГЦТ Ду 500 из стали 08X18H12T НВАЭС III блока в процессе эксплуатации:
□ — основной металл; ○ — металл сварного шва

теплоотвода дендритами на частично оплавленных зернах металла околошовной зоны толщиной до 70 мкм.

Таким образом, после 100 тыс. ч эксплуатации наблюдается тенденция к изменению химсостава металла шва (уменьшение содержания Сг и повышение содержания Р), что отрицательно сказывается на склонности сварного соединения к МКК (образование карбидов по границам и в теле зерна).

Дальнейшие исследования процессов старения после 150 тыс. ч эксплуатации не выявили существенных изменений в состоянии стали 08X18H12T и ее сварных соединений (рис. 60).

Исследования старения композитных сварных швов также не обнаружили существенных изменений в металле.

Таким образом, совокупность исследований старения стали трубопроводов ГЦК, включая металлографию, механические испытания, измерения твердости, испытания на МКК, а также результаты эксплуатации, показывающие, что в трубопроводах отсутствуют трещины эксплуатационной природы, дают основание утверждать, что сталь является устойчивой к процессам старения и обладает приемлемыми эксплуатационными свойствами.

2.4. Дефекты в трубопроводах, выявленные на АЭС

Трубопроводы на АЭС контролировали в соответствии с «Унифицированной инструкцией по эксплуатационному контролю за состоянием основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов первого и второго контуров АЭС с ВВЭР — 440». По этой инструкции предусмотрен 100%-ный контроль внешней поверхности трубопроводов в районе сварных швов на прямых участках и гibaх методами визуального осмотра, цветной дефектоскопии и ультразвукового контроля (измерение толщины и обнаружение трещин). Сварные швы на гibaх (продольной ориентации) контролируются методом визуального осмотра и цветной дефектоскопии. На НВАЭС также использовали рентгеновский метод.

Первое обследование ГЦТ проводится на двух петлях после первого года эксплуатации, на последующих двух петлях — после двух лет эксплуатации, на оставшихся двух петлях — после трех лет эксплуатации. Последующие обследования проводятся 1 раз в 6 лет для каждой петли.

Для деталей трубопроводов допускаются поверхностные дефекты без острых углов, не препятствующие проведению визуального осмотра, если их глубина не превышает 5% номинальной толщины заготовки, но не более 2 мм и значение толщины стенки не выходит за пределы минусовых допусков.

При контроле методом цветной дефектоскопии поверхности детали качество оценивается по показаниям дефекта. Показания дефекта — это след от дефекта, образованный индикаторным пенетрантом на слое проявителя.

При оценке дефектов поверхности металла детали методами цветной дефектоскопии фиксации подлежат показания дефектов размером более 1 мм.

На поверхности контролируемой детали не допускаются:

- 1) трещины и протяженные дефекты (дефекты, у которых длина превышает ширину более, чем в 3 раза);
- 2) любые показания округлых дефектов размером более 4,8 мм;
- 3) 4 и более показаний округлых дефектов с расстоянием между краями 1,6 мм и менее;
- 4) 10 и более показаний округлых дефектов на любой площади 40 см² с максимальной длиной участка 150 мм.

Ультразвуковые методы позволяют выявлять именно трещино-

Таблица 26. Характеристики и число дефектов, зафиксированных контролем к 1988 г.

<i>A</i> , мм	<i>C</i> , мм	Число дефектов	<i>A</i> , мм	<i>C</i> , мм	Число дефектов
0,2	1,5	1	4,5	4,5	1
0,2	2,0	1	2,0	2,0	20
0,18	2,0	3	1,0	6,0	1
0,25	0,25	3	4,0	6,0	1
0,4	2,0	1	0,75	0,75	12
0,4	1,35	1	0,8	4,0	1
0,4	1,5	1	6,0	100,0	2
0,5	0,5	49	3,0	10,0	7
0,5	4,0	2	1,0	20,0	1
0,5	1,5	5	6,0	7,5	5
0,5	2,0	5	1,0	1,25	18
0,5	0,75	10	6,0	25,0	1
0,5	1,0	2	1,5	1,5	3
0,5	1,25	1	5,0	5,0	4
0,5	1,75	2	1,5	2,5	4
0,5	5,0	1	1,0	2,5	12
0,6	0,6	1	1,0	2,0	3
1,0	1,0	11	3,0	5,0	1
1,25	1,25	2	10,0	25,0	1
2,5	2,5	2	1,5	3,0	1
3,0	3,0	2	1,0	1,5	1
3,5	3,5	11	10,0	10,0	1
4,0	4,0	2			

Примечание:

A — малая полуось эллипса, моделирующего дефект;

C — большая полуось эллипса, моделирующего дефект.

подобные дефекты. Спецификой ультразвукового метода контроля является то, что он не дает конкретной информации о характере дефекта, так как на экране дефектоскопа появляется импульс, пропорциональный отражающей способности обнаруженного дефекта. Последняя зависит от многих факторов: размеров дефекта, его геометрии и ориентации по отношению к направлению распространения ультразвуковых колебаний. В связи с тем, что эти параметры при контроле остаются неизвестными, обнаруженные дефекты характеризуются эквивалентной площадью, которая устанавливается в зависимости от интенсивности полученного сигнала.

Методику ультразвукового контроля сварных швов аустенитных сталей нельзя считать до конца отработанной.

При контроле на АЭС были выявлены дефекты, информация о которых дана в табл. 26. При этом на НВАЭС было зафиксиро-

ровано 104 дефекта, на КолАЭС — 24, на АрмаЭС — 97. Число дефектов не отражает, по-видимому, полную картину дефектности трубопроводов. Анализу подвергались данные, полученные по форме 7 ССОИН Атомэнерго, а также при сборе информации на АЭС специальной бригадой ВНИИАЭС. К дефектам трубопроводов отнесены также сквозные дефекты на патрубках ГЗЗ.

Информация о дефектах оказалась недостаточной, так как не всегда имелась информация об ориентации дефекта — вдоль или поперек оси сварного шва, неполные геометрические характеристики и т. д. В случае неполной информации о дефекте в анализ принимались наиболее консервативные гипотетические характеристики.

Анализу подвергались три АЭС, чтобы получить максимально возможную информацию о качестве изготовления трубопроводов и их эксплуатационной надежности. Указанные выше данные даны по состоянию на 1988 г.

Анализ данных по дефектности сварных соединений основных трубопроводов системы компенсации объема (КО) первого контура Ду 200 мм показал следующее.

Наибольшее число повреждений относится к некачественному выполнению сварочных работ (прижоги, капли расплавленного металла, западание между валиками, нарушение геометрии усилия сварных швов). Трещиновидные дефекты также имели место, однако, установить точное число обнаруженных дефектов не представляется возможным. Со значительной степенью консервативности число трещиновидных дефектов, обнаруженных на двух блоках АрмаЭС за все время эксплуатации составило 40—50, максимальная глубина не более 2 мм, и максимальная протяженность не более 30 мм.

В целом трубопроводы системы компенсации объема имеют меньше дефектов по сравнению с трубопроводами ГЦТ Ду 500.

В 1989 г. ВНИИАЭС был разработан «Временный технологический регламент по эксплуатационному контролю за состоянием металла трубопроводов первого контура реакторов НВАЭС и КолАЭС». В соответствии с этим регламентом был проведен 100%-ный контроль сварных швов трубопроводов ГЦТ Ду 500 в период ППР-90 и 91.

Следует отметить, что на НВАЭС УЗК был заменен на рентгенографический контроль (РГК).

Результаты контроля III и IV блоков НВАЭС приведены в табл. 27. По результатам контроля все дефекты были отремонти-

Таблица 27. Характеристики и число дефектов, зафиксированных в период ППР 89—91 гг.

А, мм	С, мм	Число
1,0	6,0	1
1,0	17,5	1
1,0	35,0	1
1,5	2,0	1
1,5	10,0	1
1,5	25,0	1
1,5	70,0	1
2,0	2,0	1
2,0	2,5	1
2,0	10,0	2
2,0	20,0	1
5,0	5,0	1
5,0	10,0	1

Примечание:

А — малая полуось эллипса, моделирующего дефект;

С — большая полуось эллипса, моделирующего дефект.

рованы вышлифовкой или сваркой. Далее все данные дефектоскопического контроля будут использованы для количественного анализа надежности трубопроводов.

2.5. Режимы эксплуатации, напряжения и остаточный ресурс

Проектные режимы эксплуатации и их число даны в табл. 28. Опыт эксплуатации реакторов ВВЭР-440 не дал оснований для изменения перечня указанных в табл. 28 режимов.

Для изучения возможности существования других режимов, не учтенных в проекте, но в случае их реализации влияющих на ресурс и прочность оборудования, были разосланы соответствующие запросы на АЭС. Анкетный опрос специалистов АЭС также не дал оснований для внесения изменений в табл. 28.

Для изучения возможности появления во время эксплуатации гидроударов, был проведен специальный анализ, который показал невозможность возникновения в первом контуре гидроударов. В соответствии с данными АЭП принимали для максимального расчетного землетрясения (МРЗ), происходящего с частотой 1 раз в 10000 лет, 7 баллов по шкале MSK64 для НВАЭС и 5 баллов для КолАЭС.

Обеспечение нормального воднохимического режима является необходимым условием безаварийной работы АЭС. Оптималь-

Таблица 28. Проектные режимы НУЭ главного циркуляционного трубопровода Ду 500

Режим	Число
Стационарный режим с номинальными параметрами	Неограниченное
Стационарный режим с отключением ПВД	«
Плановый пуск из холодного состояния	300
Пуск после выходных дней из полугорячего состояния	700
Нормальный останов с расхолаживанием (из них 300 — до холодного состояния, 700 — до полугорячего состояния)	1000
Ложное срабатывание аварийной защиты (без расхолаживания)	600
Пуск из горячего состояния после аварийных остановок	600
Сброс нагрузки со 100 до 50% $N_{ном}$	200
Набор нагрузки с 50 до 100% $N_{ном}$	200
Сброс номинальной нагрузки до уровня собственных нужд 10% $N_{ном}$	300
Пуск с уровня собственных нужд с 10 до 100% $N_{ном}$	300
Ступенчатый сброс и наброс нагрузки на 10% $N_{ном}$ в диапазоне 95—105% $N_{ном}$	20 000
Отключение ПВД	200
Отключение ГЦН	50
Подключение ГЦН	50
Отключение петли	50
Подключние петли	50
Гидроиспытание по первому контуру на прочность	90
Недельное и суточное регулирование мощности (изменение на 30% $N_{ном}$ без превышения $N_{ном}$)	800

ный водный режим ВВЭР должен обеспечить предотвращение заметной коррозии всех конструкционных материалов первого контура. Основными условиями нормирования водного режима являются:

- 1) поддержание pH в коррозионно-безопасных пределах;
- 2) ограничение концентрации радиолитического кислорода;
- 3) ограничение в воде концентрации хлоридов и фторидов;
- 4) обеспечение эффективного удаления продуктов коррозии конструкционных материалов.

Эти условия выполняются на станциях с ВВЭР-440 достаточно жестко при нормальной работе очистных и подпиточных установок. Однако при анализе воднохимического режима первого контура отечественных станций с реакторами ВВЭР-440 за вре-

Таблица 29. Результаты расчета напряжений ГЦТ. Ду 500

Номер петли	Номер шва	Осевые напряжения (НУЭ)			Номер шва	Осевые напряжения (НУЭ+МРЗ)		
		SAPN	SABN	SAN		SAPNS	SABNS	SANS
1	7	45,2	31,9	77,1	4	45,3	82,7	128,0
2	18	45,5	36,0	81,4	15	45,5	77,1	122,6
3	29	45,5	35,3	80,8	26	45,6	79,6	125,2
4	40	45,2	32,0	77,2	37	45,3	93,1	128,4
5	51	45,1	32,5	77,6	48	45,1	78,4	123,5
6	56	45,4	37,5	82,9	59	45,5	78,5	124,0

Таблица 30. Результаты расчета напряжений. Ду 200

Дыхательный трубопровод	Номер шва	Осевые напряжения (НУЭ)			Осевые напряжения (НУЭ+МРЗ)		
		SAPN	SABN	SAN	SAPNS	SABNS	SANS
Правый	4	39,2	88,0	127,3	42,2	187,0	229,0
Левый	2	39,5	53,4	92,9	40,5	114,4	154,9

Примечание: SAPN — общие мембранные напряжения, МПа; SABN — общие изгибные напряжения, МПа; SAN = SAPN + SABN, МПа

мя с начала эксплуатации были зафиксированы некоторые отклонения водно-химических режимов от номинальных условий.

Проведенный анализ показал, что такие отклонения не должны заметно влиять на коррозионную стойкость материала ГЦТ при условии выполнения требований ТУ на поставку материала и сварных соединений. Как было показано выше, повреждений металла ГЦТ коррозионного характера в эксплуатации выявлено не было.

Расчет напряжений ГЦТ проводили в конце 60-х годов. Впоследствии было выполнено натурное тензо- и термометрирование на III блоке НВАЭС и частично на КолАЭС. В связи с совершенствованием методов расчета на прочность, изменением норм прочности (первая редакция «Норм прочности АЭС...» вышла в 1973 г., вторая — в 1985 г.), в настоящей работе напряжения рассчитывались с помощью современных методик и «Норм прочности АЭС» от 1985 г. Результаты расчета для характерных швов даны в табл. 29 и 30. В целом расчеты были проведены для каждого сварного шва трубопровода.

В режимах НУЭ уровень напряжений удовлетворяет требованиям «Норм прочности АЭС» [17].

В режимах НУЭ + МРЗ напряжения существенно превышают допустимый уровень.

Причиной высокого уровня напряжений в режимах НУЭ + МРЗ могут быть: излишний консерватизм при сейсморайонировании площадки НВАЭС (районирование проведено с использованием библиотечных данных); консервативность методов определения поэтажных спектров; консервативность методов определения напряжений (не учитывалось демпфирование сейсмонагрузок, а также пластические деформации в металле трубопроводов); отсутствие опор-ограничителей перемещений на парогенераторах.

Для снижения уровня напряжений в режимах НУЭ + МРЗ могут быть выполнены: изменение районирования площадки; установка дополнительных опор на ГЦТ и ПГ; уточненный расчет поэтажных спектров и напряжений.

В связи с высоким уровнем напряжений в режиме НУЭ + МРЗ по результатам расчета были даны рекомендации о приведении ГЦТ НВАЭС в состояние, соответствующие требованиям «Норм прочности». Только после этого режим НУЭ + МРЗ для НВАЭС может быть рассмотрен с позиций концепции ТПР.

Вопрос о целесообразности, в принципе, рассмотрения режима МРЗ при анализе ТПР будет рассмотрен в разд. 3.2. Для КолАЭС режим МРЗ не приводит к заметному увеличению напряжений; поэтому для этой станции рассмотрен только режим НУЭ.

Остаточный ресурс ГЦТ Ду 500 и Ду 200 оценивали в соответствии с методикой, изложенной в работах [69, 70]. При этом использовали напряжения, полученные выше, и фактическое число циклов напряжения (режимов эксплуатации).

Результаты расчета подтвердили проектный ресурс и соответствие ГЦТ «Нормам прочности АЭС».

Таким образом, результаты анализа, выполненного в разд. 2.1—2.5, показали, что ГЦТ Ду 500 и Ду 200 III, IV блоков НВАЭС и I, II блоков удовлетворяют современным требованиям в части проектирования, изготовления и эксплуатации. Базовая надежность трубопроводов в режимах НУЭ, НУЭ + АС, а для КолАЭС также и для режимов НУЭ + МРЗ обеспечена.

2.6. Экспериментальные исследования трещиностойкости при циклическом нагружении в воде высоких параметров*

Для повышения достоверности результатов расчета было проведено дополнительное экспериментальное обоснование в следующих направлениях: определение характеристик скорости роста усталостных трещин в среде теплоносителя при рабочих параметрах давления и температуры (настоящий раздел); исследование влияния старения после 100 тыс. ч эксплуатации на характеристики трещиностойкости (разд. 2.7); комплексная проверка методики испытанием на трещиностойкость полномасштабных труб ГЦТ (разд. 2.8).

Проведены исследования трещиностойкости материалов трубопровода Ду 500 — сталей 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т и сварного соединения, выполненного РДС электродом ЭА400/10Т по штатной технологии. Механические свойства материалов приведены в табл. 31.

В связи с необходимостью определения характеристик циклической трещиностойкости разных зон сварного соединения были разработаны мероприятия, обеспечивающие стабильность свойств наплавленного металла по всему сечению сварного шва и возможность изготовления плоских образцов и образцов типа СТ-1 с исходным надрезом в металле шва, в зоне сплавления или в зоне термовлияния. Разделку под сварку выполняли асимметричной, прямоугольной. Трубы $\varnothing 560 \times 34$ из стали 08Х18Н10Т сваривали на подкладных кольцах для исключения непроваров в корне шва. Сварку проводили на ЗИО, г. Подольск, по штатной технологии. После сварки усиление шва и подкладное кольцо срезали, протачивая заготовки на токарном станке. Качество соединения контролировали визуально и с использованием метода рентгеноскопии.

Исходные надрезы располагали в различных зонах сварного соединения (рис. 62, 63). Ориентация надрезов — тангенциальная, осевая и радиальная.

Испытания на циклическую трещиностойкость сварного соединения материала трубопровода Ду 500 на воздухе проводили на плоских образцах сечением 10×60 мм и 10×30 мм и рабочей длиной 220 мм. На образцах сечением 10×60 мм оценивали скорость распространения трещины в тангенциальном направлении,

* Экспериментные исследования проведены под руководством канд. техн. наук Е.И. Мамаевой по техническому заданию ВНИИАЭС.

Таблица 31. Механические свойства материалов

Материал	Темпера- тура ис- пытаний t , °C	Предел прочнос- ти R_m , МПа	Предел текучес- ти $R_{p0,2}$, МПа	Относи- тельное уд- линение A , %	Относи- тельное сужение, Z , %
Труба 560×34: сталь 08X18H10T	20	520 540	240 230	58,5 58,5	70,0 71,1
Аустенизация 1060 °C, вода	300	390 385	180 170	38,0 35,0	75,0 68,0
Труба 560×34: сталь 08X18H12T	20	520 520	275 275	51,0 50,0	67,0 64,0
Аустенизация 1060 °C, вода	300	390 375	230 205	33,5 37,0	70,0 67,0
Стабилизация 880 °C, воздух					
Материал сварного шва РДС; электрод ЭА 400/10T	20	577 596 593	382 396 367	50,0 47,3 44,0	58,5 69,8 56,3
	300	450 461 445	269 321 292	34,3 30,7 28,7	59,3 67,9 59,9

Таблица 32. Характеристики циклической трещиностойкости различных зон сварного соединения стали 08X18H10T

Материал	R	C	n	Коэффициент корреляции	Направление роста трещин
08X18H10T	0	$1,75 \cdot 10^{-11}$	2,38	0,966	Тангенциальное
	0	$8,28 \cdot 10^{-13}$	3,36	0,947	Радиальное
Металл шва	0	$9,31 \cdot 10^{-12}$	2,72	0,927	Тангенциальное
	0,7	$8,30 \cdot 10^{-11}$	2,35	0,920	«
	0	$6,22 \cdot 10^{-11}$	2,13	0,965	Радиальное
Металл зоны термовлияния	0	$3,77 \cdot 10^{-13}$	3,35	0,946	Тангенциальное
	0	$5,34 \cdot 10^{-13}$	3,19	0,912	Радиальное
Металл зоны сплавления	0	$3,88 \cdot 10^{-13}$	3,46	0,931	Тангенциальное
	0	$9,14 \cdot 10^{-12}$	2,57	0,914	Радиальное

а сечением 10×30 мм — в радиальном. Иницирующий надрез выполняли электроэрозионным способом (см. рис. 63) в требуемой зоне сварного соединения; глубина надреза 3 мм, радиус при вершине 0,13 мм.

Образцы испытывали на универсальной электрогидравлической машине РС-400S фирмы «Schlenck» (ФРГ) при осевом растя-

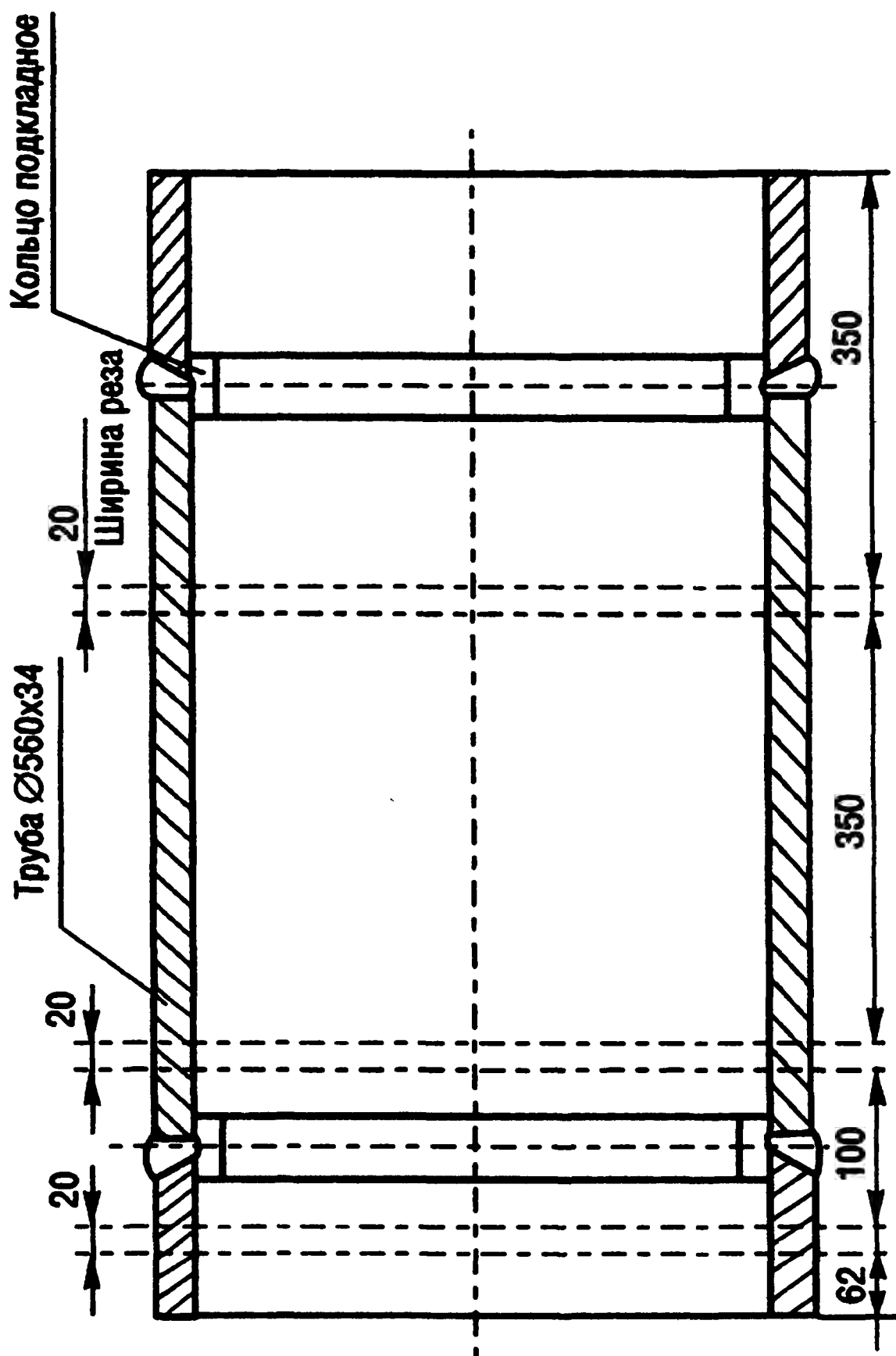


Рис. 61. Схема сварки трубы и резки на заготовки

жении, частоте нагружения 20 Гц, температуре испытания 20 °С, коэффициентах асимметрии цикла $R = 0$ и 0,7. При проведении испытаний выполнялись методические указания нормативного документа [71].

В результате исследований были получены экспериментальные данные по скорости роста трещин в различных зонах сварного соединения в диапазоне изменения скоростей от 10^{-9} до $2 \cdot 10^{-7}$ м/цикл (рис. 64—69). На построенных кинетических диаграммах усталостного разрушения можно выделить два основных участка: нижний — припороговый и среднеамплитудный, с линейной зависимостью между $\lg \Delta K$ и $\lg dl/dN$. Для среднеамплитудного участка рассчитывали коэффициенты C и n уравнения.

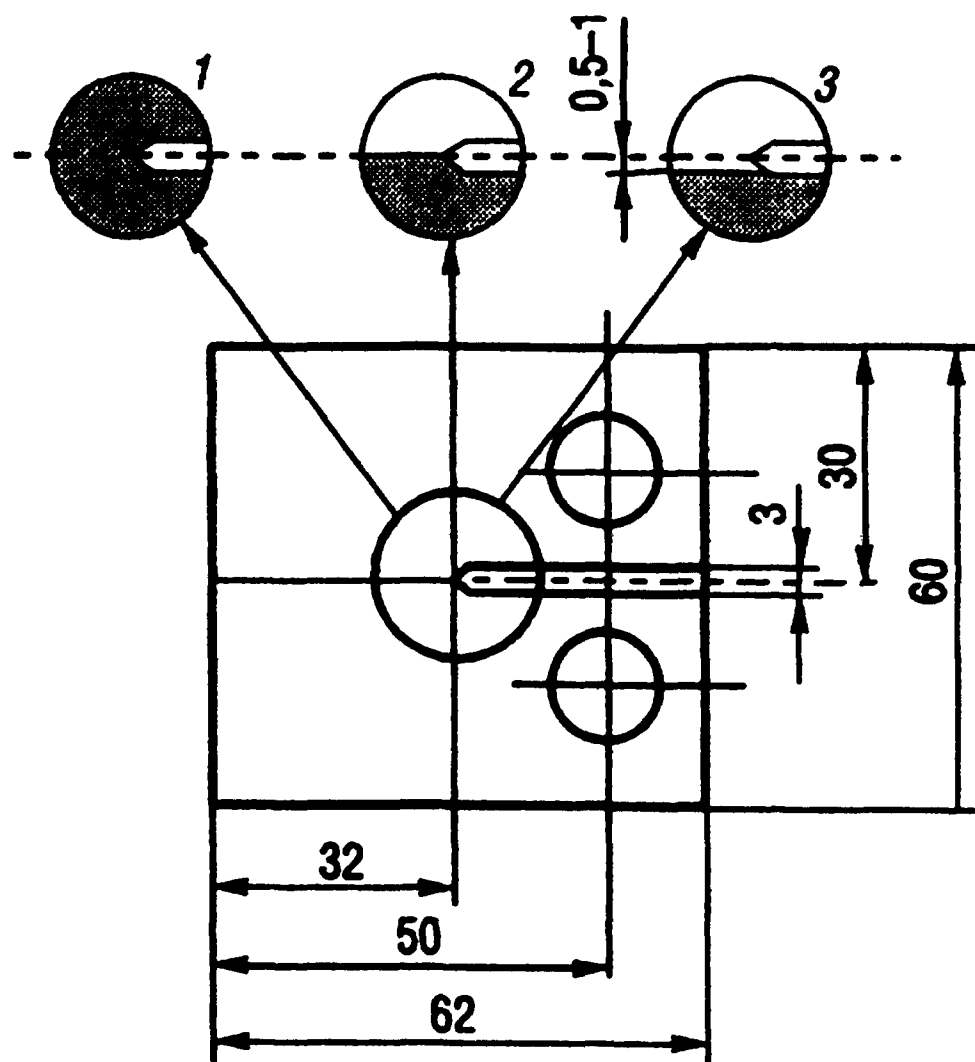


Рис. 62. Схема расположения надрезов в образце СТ-1:
1 — в зоне металла шва; 2 — в зоне сплавления; 3 — в зоне термовлияния

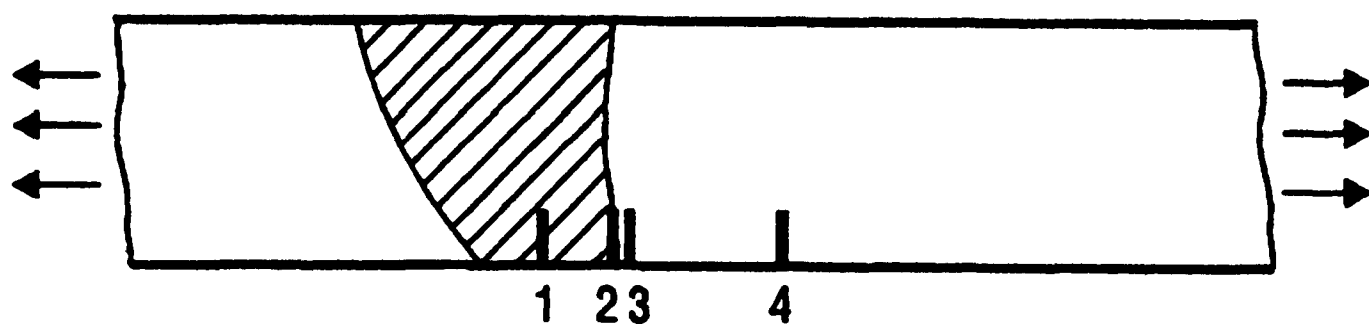


Рис. 63. Схема расположения надрезов в плоском образце:
1 — в зоне металла шва; 2 — в зоне сплавления; 3 — в зоне термовлияния;
4 — в основном металле

$$dl/dN = C \Delta K^n.$$

Сопоставление результатов исследований показывает, что для стали 08X18H10T, металла шва и зоны сплавления скорости роста трещин в тангенциальном и радиальном направлениях довольно близки. Для стали 08X18H12T и металла зоны термовлияния можно отметить несколько более высокое сопротивление распространению трещины в радиальном направлении по сравнению с тангенциальным.

Результаты оценки циклической трещиностойкости основного металла стали 08X18H10T и 08X18H12T (см. рис. 64—66) показали, что скорости роста трещин в исследуемых сталях близки к скоростям роста трещин для отечественных и зарубежных нержавеющих сталей типа 18-8. Небольшие различия в уровнях цикли-

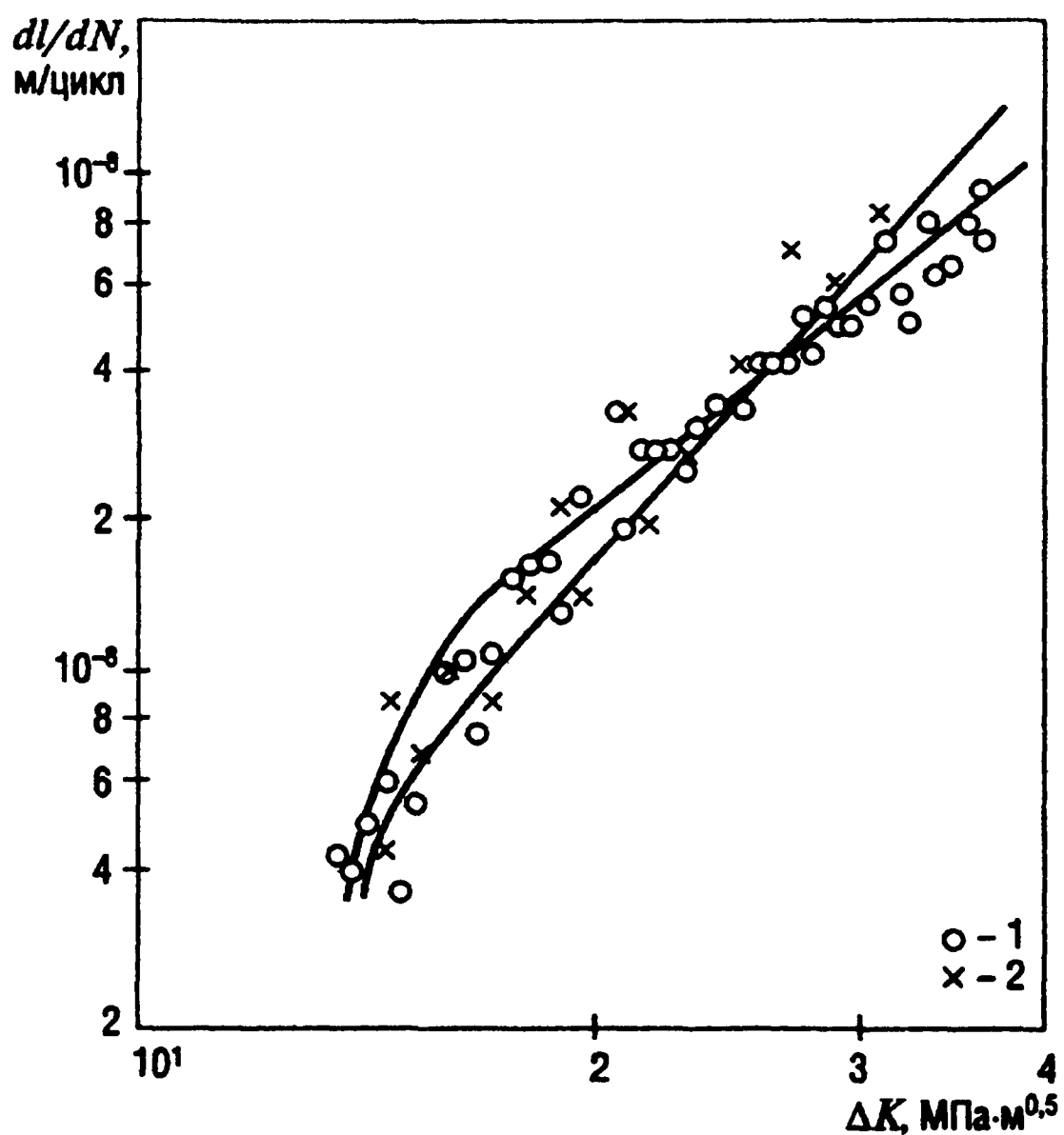


Рис. 64. Скорость роста трещин в стали 08X18N10T на воздухе при $R = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$ для тангенциального (1) и радиального (2) направлений

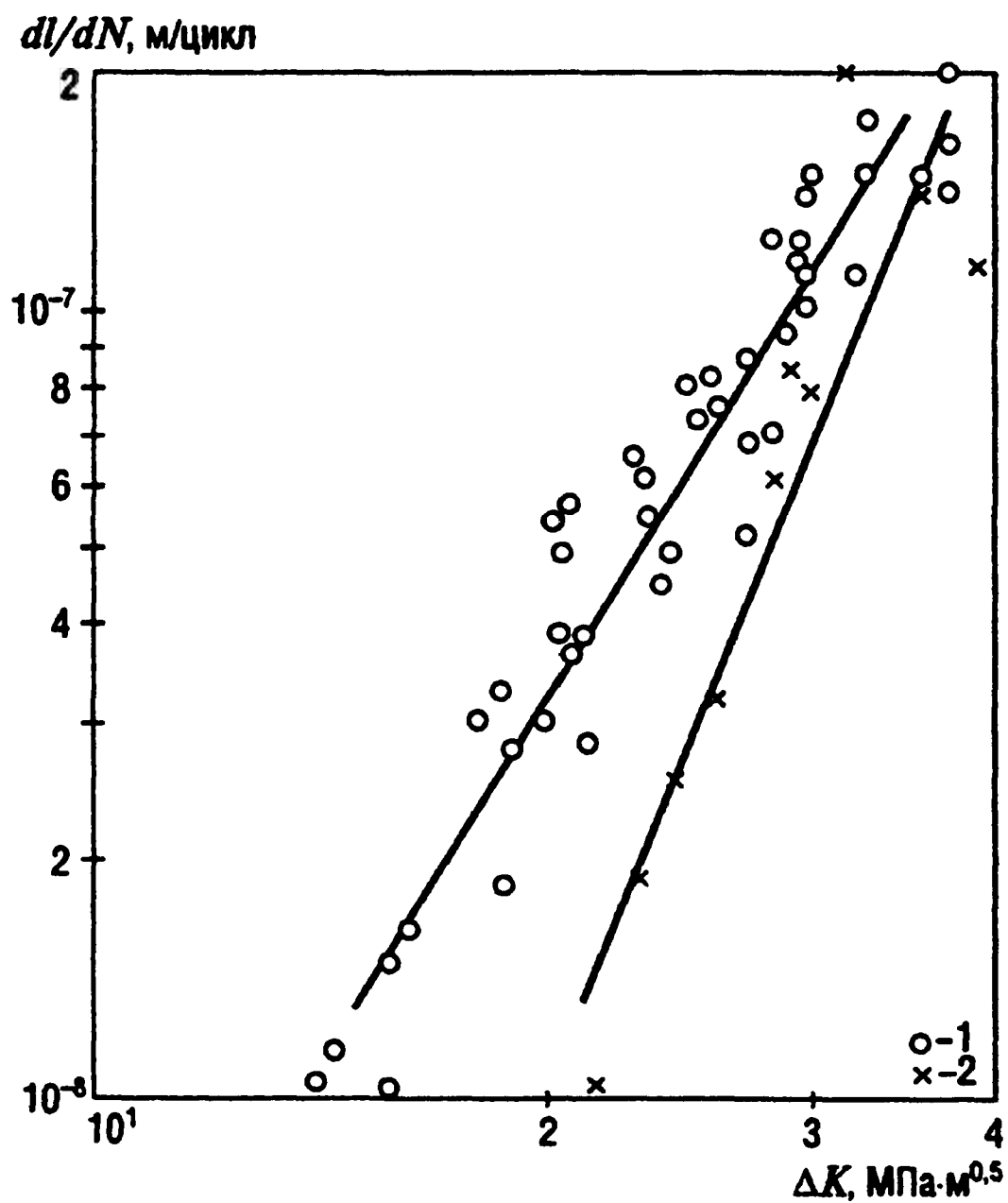


Рис. 65. Скорость роста трещин в стали 08X18N12T на воздухе при $R = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$ для тангенциального и радиального направлений

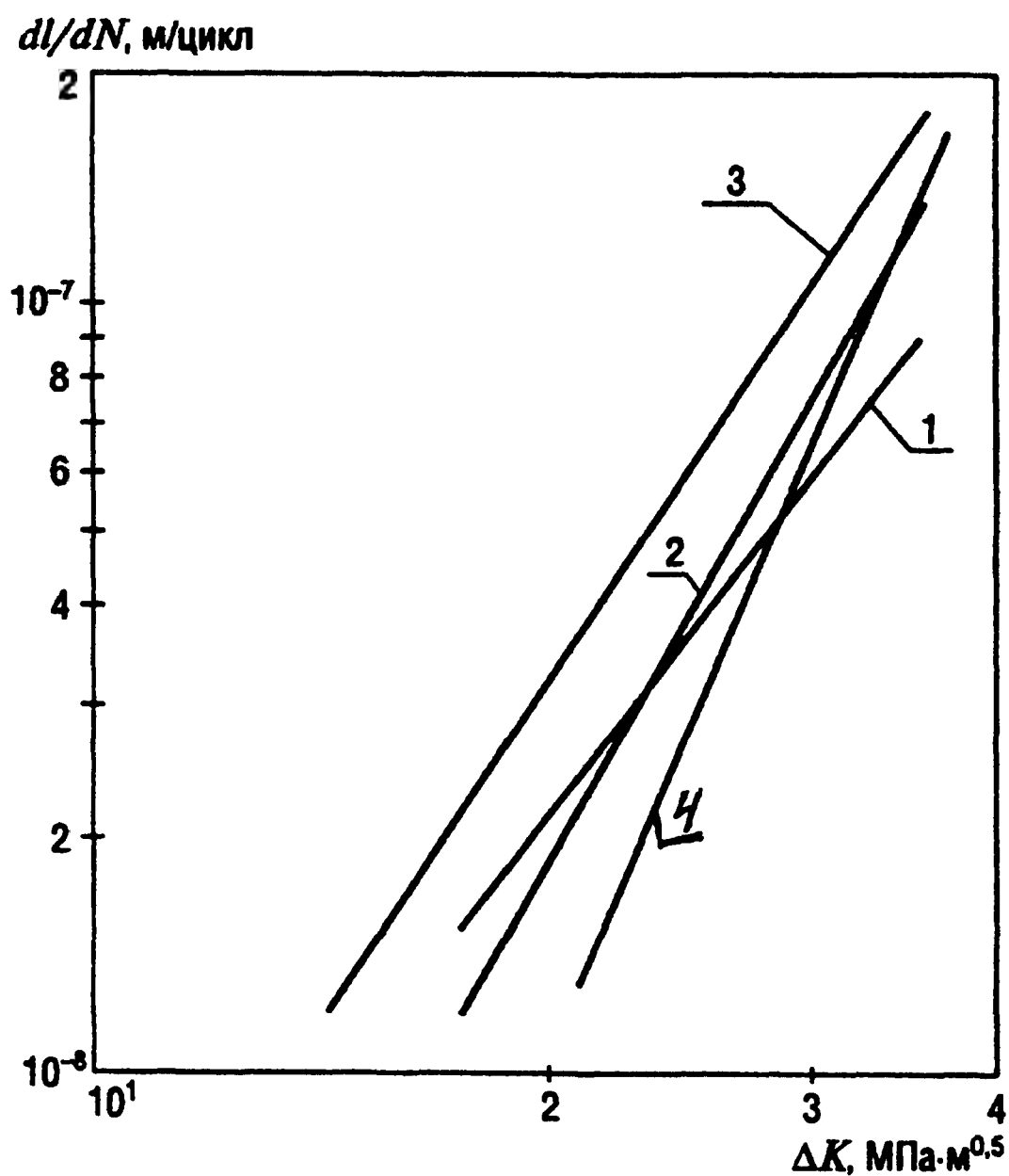


Рис. 66. Скорость роста трещин в сталях 08X18H10T (1, 2) и 08X18H12T (3, 4) для тангенциального (1, 3) и радиального (2, 4) направлений

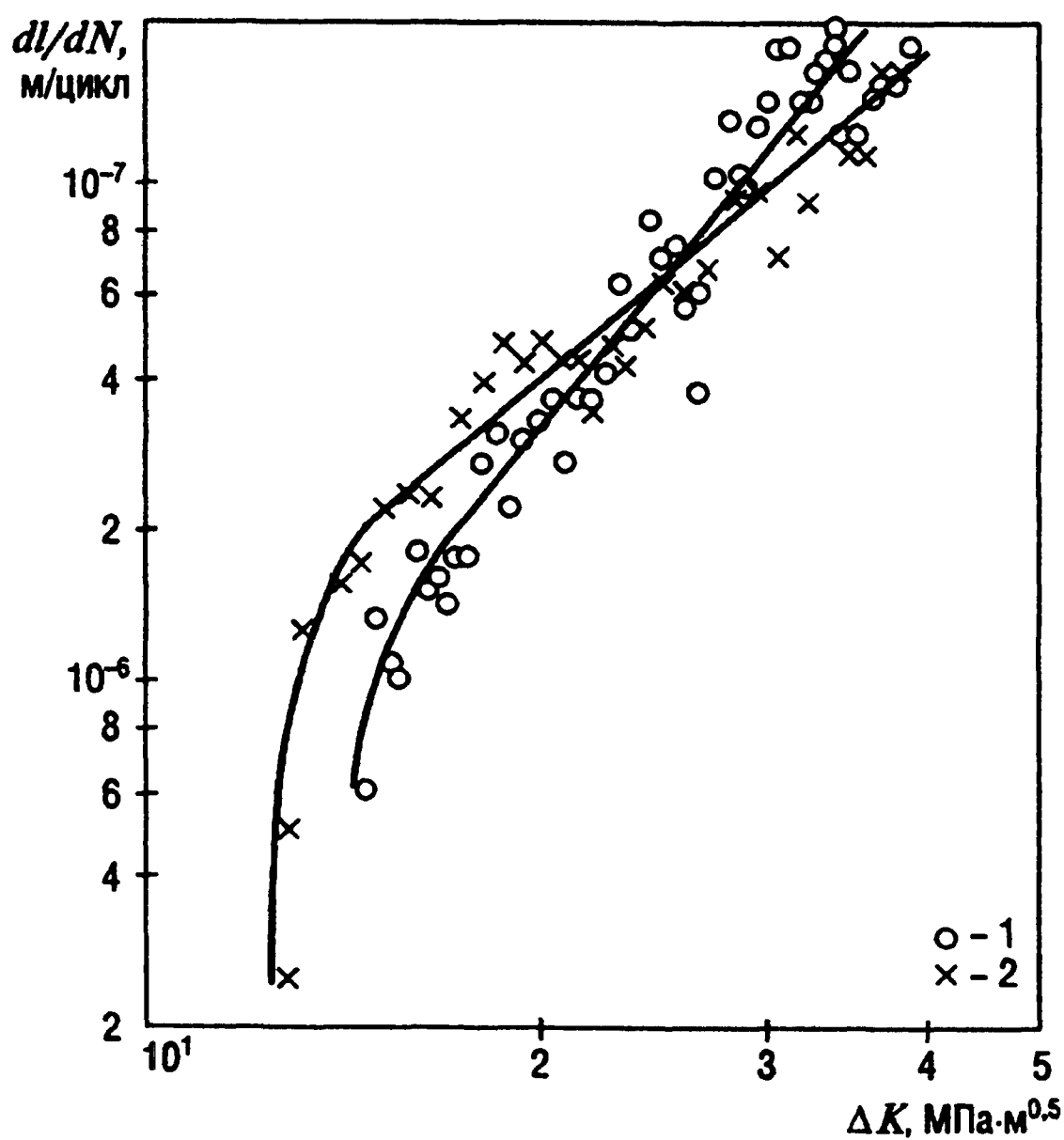


Рис. 67. Скорость роста трещин в металле сварного шва на воздухе при $R = 0$ и $t = 20^\circ \text{C}$ для тангенциального (1) и радиального (2) направлений

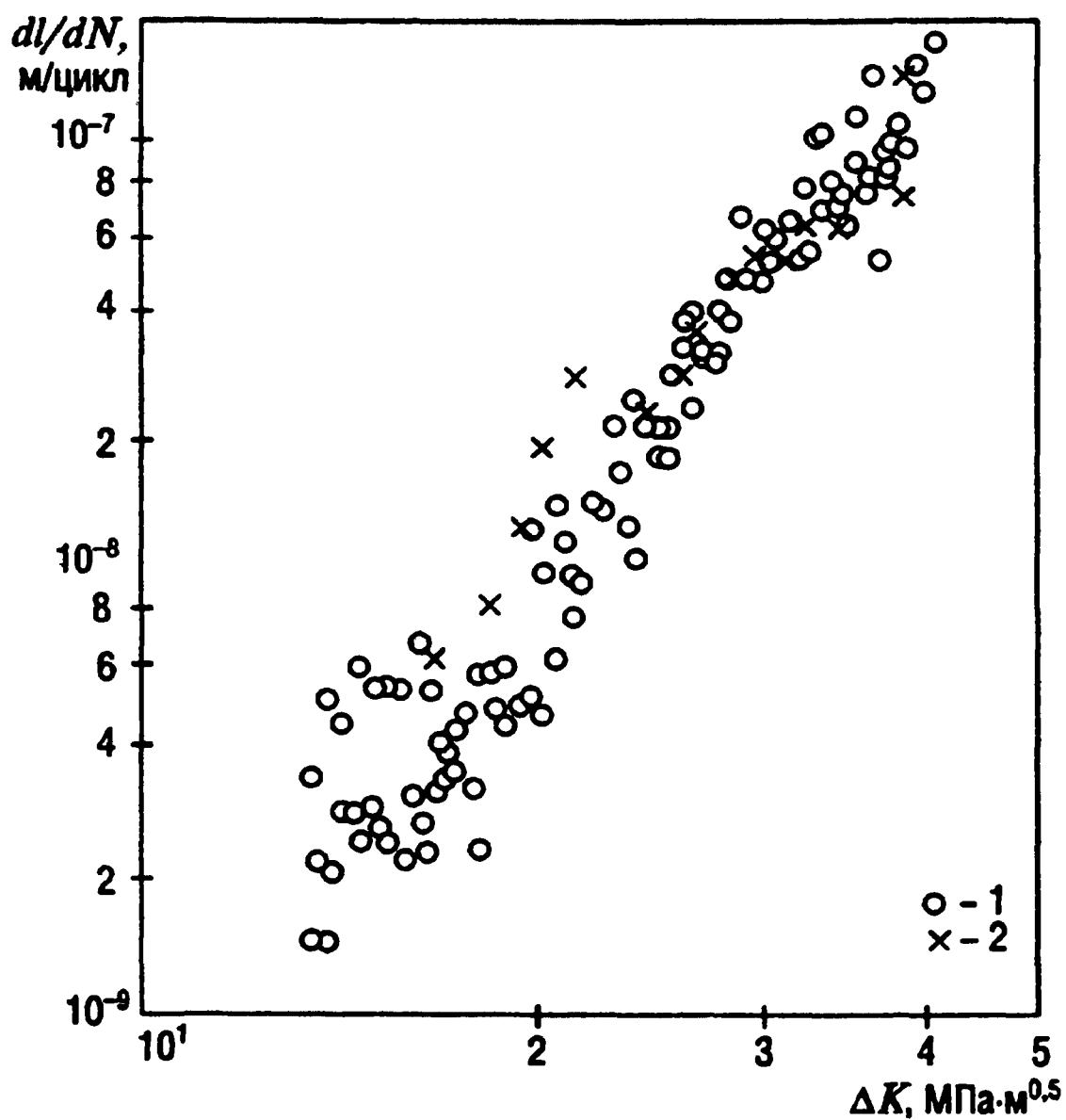


Рис. 68. Скорость роста трещин в зоне сплавления сварного соединения при $R = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$ для тангенциального (1) и радиального (2) направлений

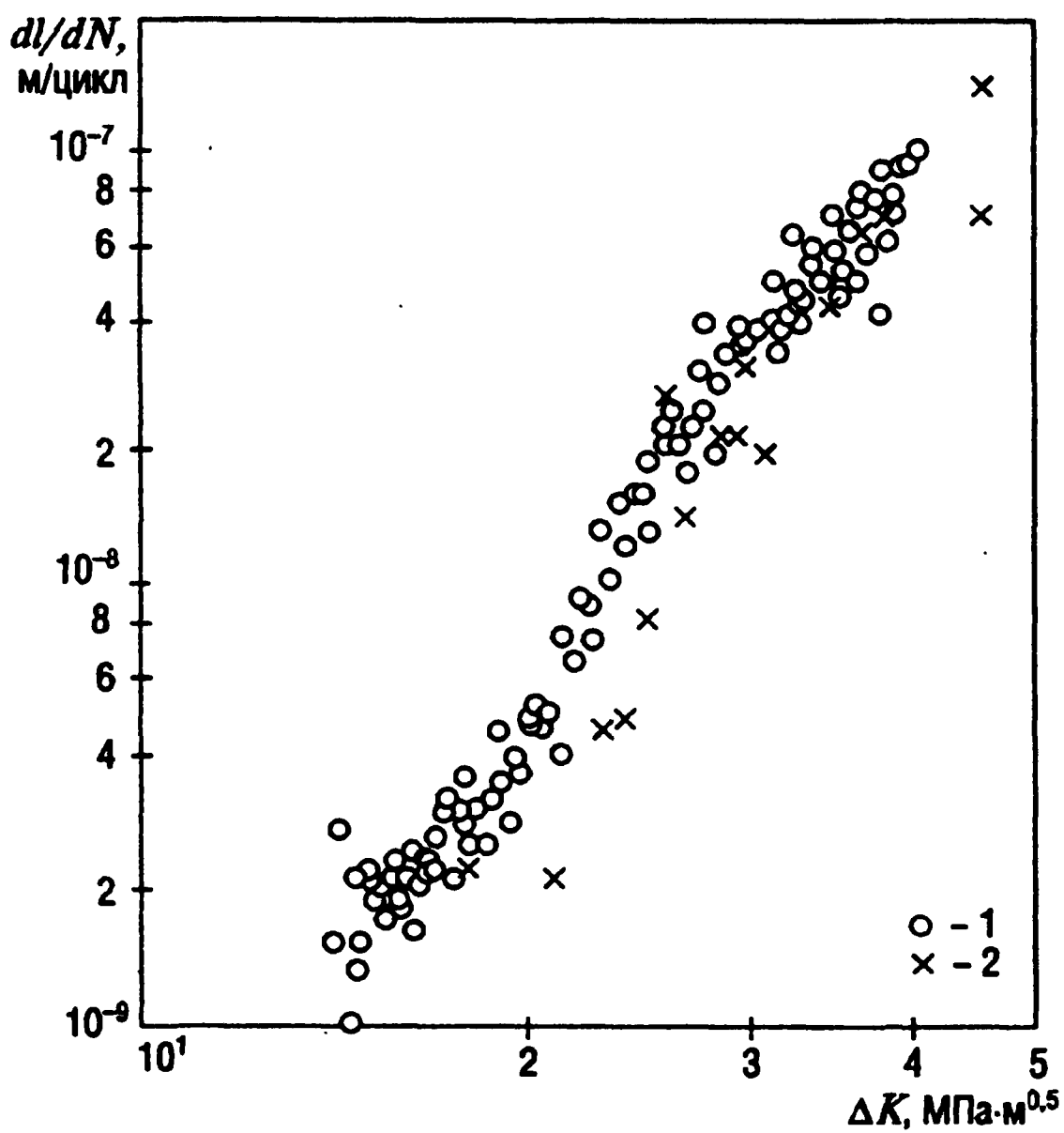


Рис. 69. Скорость роста трещин в зоне термовлияния сварного соединения при $R = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$ для тангенциального (1) и радиального (2) направлений

ческой трещиностойкости объясняются отклонениями в химическом составе, варьированием режимов термообработки, изменением механических свойств сталей.

Анализ циклической трещиностойкости различных зон сварного соединения показал, что во всем исследуемом диапазоне изменения ΔK наиболее высокая скорость роста трещин была отмечена для металла сварного шва. В данном случае не было установлено максимального повышения скоростей роста трещин в зонах сплавления или термовлияния, что нередко имеет место для сварных соединений аустенитных нержавеющей сталей и сталей других классов. Максимальное увеличение скорости роста трещин в металле шва по сравнению с основным металлом не превышало 1,5—2 раз. Циклическая трещиностойкость зон сплавления и термовлияния была не ниже циклической трещиностойкости основного металла.

Экспериментальные данные и расчетные зависимости скорости роста трещин в различных зонах сварного соединения показаны на рис. 70. В табл. 32 приведены коэффициенты C и n для исследуемого сварного соединения.

Результаты исследования влияния коэффициента асимметрии цикла R на циклическую трещиностойкость основного металла и металла шва (рис. 71—72) показали, что повышение скорости роста трещины при изменении R с 0 до 0,7 наблюдалось не только на первом участке диаграммы при малых ΔK , но и на среднеамплитудном, где скорость роста трещины возрастала до двух (для стали 08X1812T), трех (для металла сварного шва) раз по сравнению с испытаниями при $R = 0$.

Влияние температуры на кинетику развития усталостных трещин в основном металле и сварном соединении оценивали при испытании образцов типа СТ-1 толщиной 25 мм. Ориентация трещины в основном металле — осевая и тангенциальная, в различных зонах соединения — тангенциальная, см. рис. 62.

Исследования проводили на электрогидравлической машине EDYZ 3—4 фирмы «Inova» (Чехия), снабженной индукционным нагревателем. Температура испытаний 20 и 300 °С. Частота нагружения $f = 10$ Гц, коэффициент асимметрии цикла $R = 0,1$ и 0,7. Методика проведения эксперимента описана в работе [72]. Результаты исследований показаны на рис. 73—76.

Скорость развития усталостных трещин при $t = 20$ °С и $R = 0,1$ в диапазоне $\Delta K = 20—50$ МПа · м^{0,5} (см. рис. 73) практически не зависит от их ориентации в основном металле — осевая или

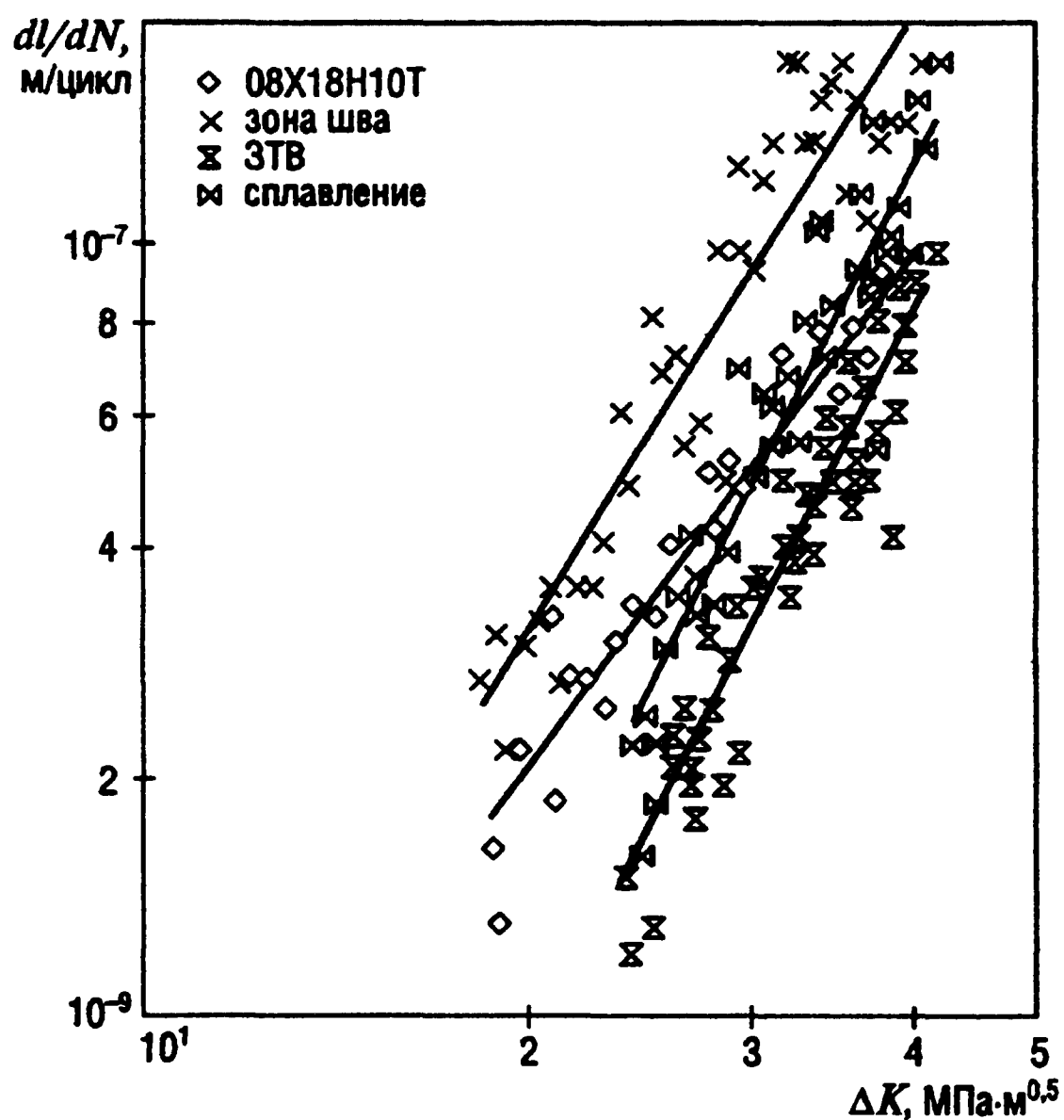


Рис. 70. Циклическая трещиностойкость различных зон сварного соединения на среднеамплитудном участке диаграммы при $R = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$

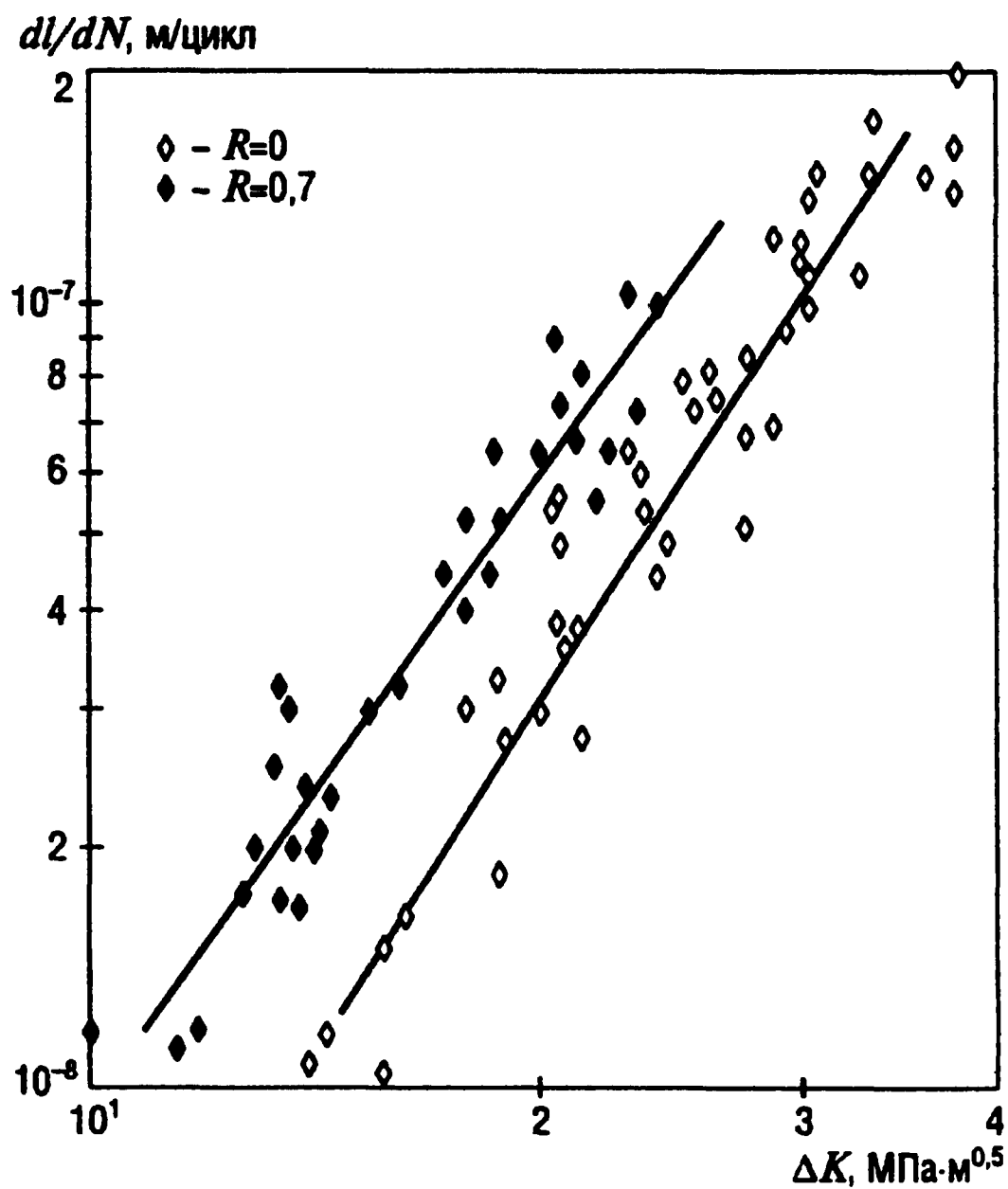


Рис. 71. Влияние коэффициента для тангенциального цикла на скорость роста трещин в стали 08X18H12T на воздухе при $t = 20^\circ\text{C}$ асимметрии

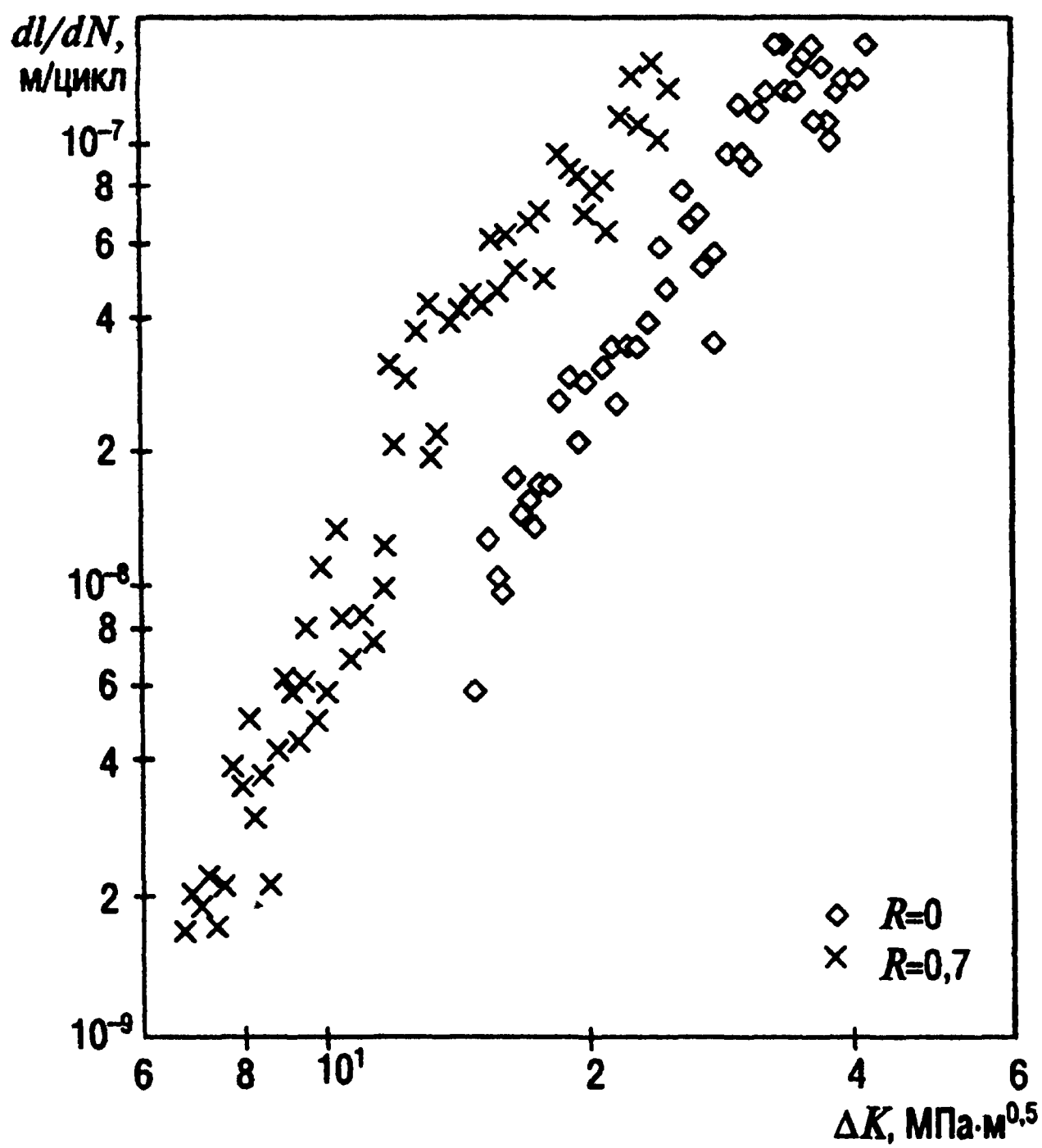


Рис. 72. Влияние R на циклическую трещиностойкость металла шва на воздухе

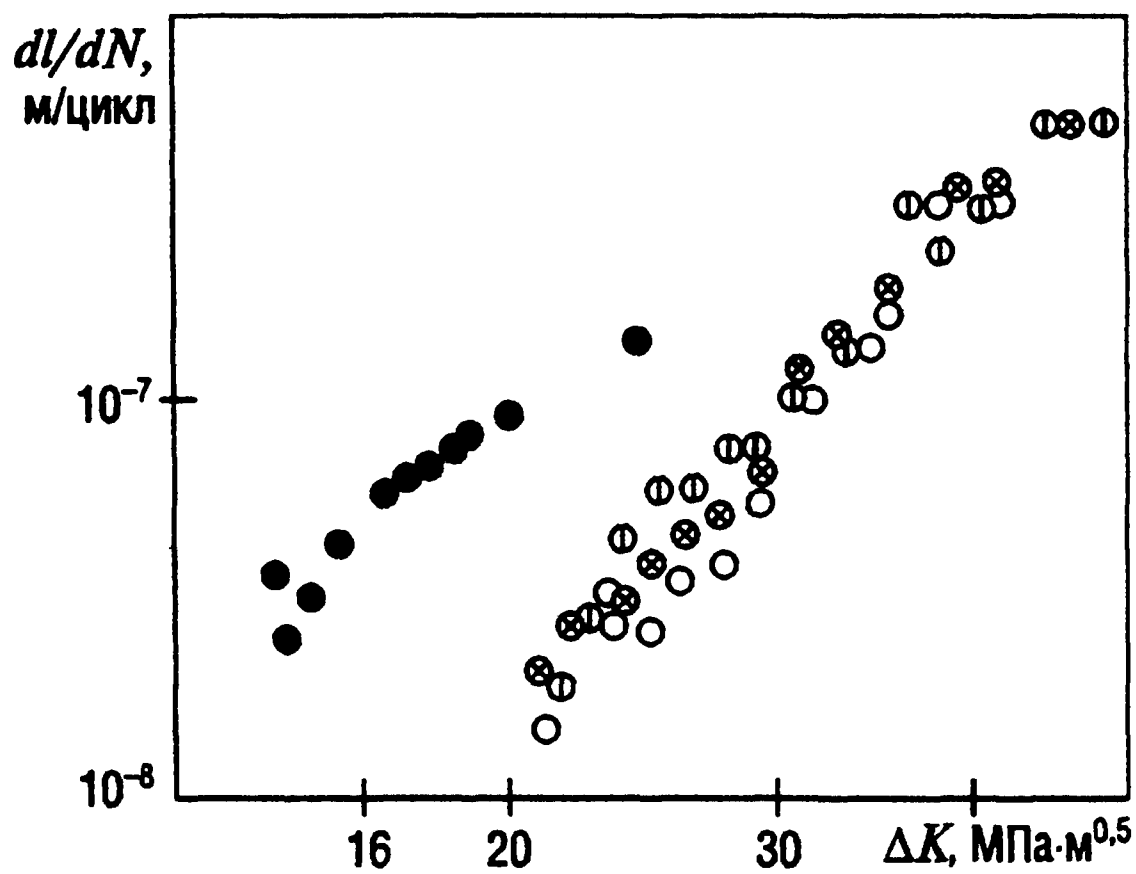


Рис. 73. Скорость развития усталостных трещин в материале трубопровода Ду 500 на воздухе при 20°C :

○ — основной металл, осевое направление; ⊗ ● — основной металл, тангенциальное направление; ⊙ — зона сплавления; ⊗ ⊙ — $R = 0,1$; ● — $R = 0,7$

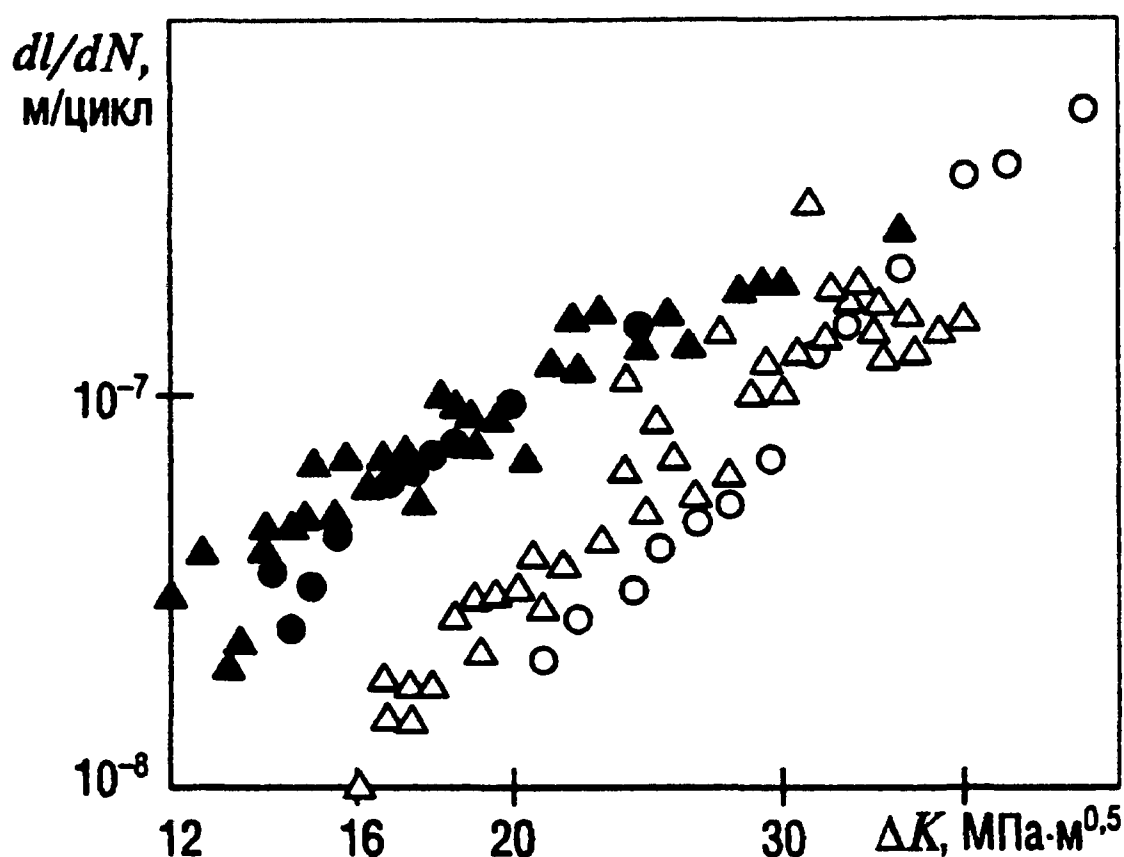


Рис. 74. Скорость развития усталостных трещин в образцах разной толщины на воздухе при 20 °С:
○ ● — образцы типа СТ-1; Δ ▲ — плоские образцы 10×60 мм; ○ Δ — $R = 0,1$;
● ▲ — $R = 0,7$

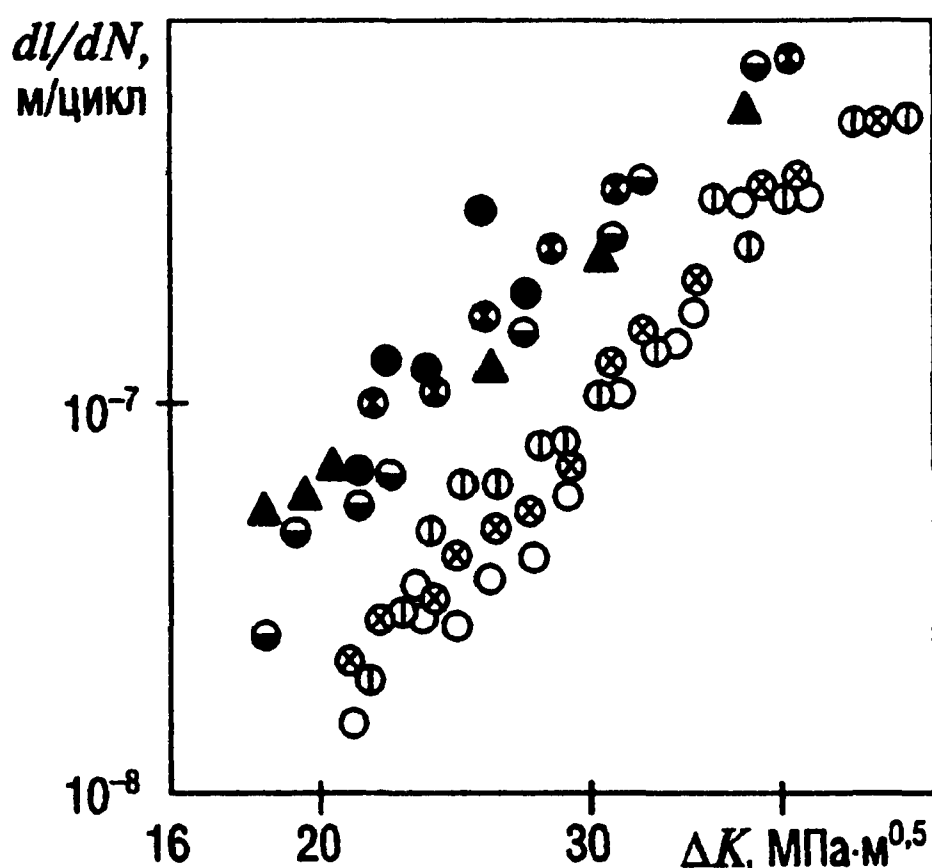


Рис. 75. Влияние температуры на кинетику распространения усталостных трещин в материале трубопровода Ду 500 при $R = 0,1$:
○ ● — основной металл, осевое направление; ⊗ ⊙ — основной металл, тангенциальное направление; ● — зона термического влияния; ⊗ — зона сплавления; ▲ — металл шва; ○ ⊗ ⊙ — 20 °С; ● ⊙ ● ▲ — 300 °С

тангенциальная. В то же время, как было показано выше, при радиальном распространении трещины для стали 08Х18Н12Т и металла зоны термовлияния были получены более низкие значения скорости роста трещин. Как правило, наибольшие скорости развития трещин наблюдаются в тех случаях, когда направление распространения трещины совпадает с направлением проката, так

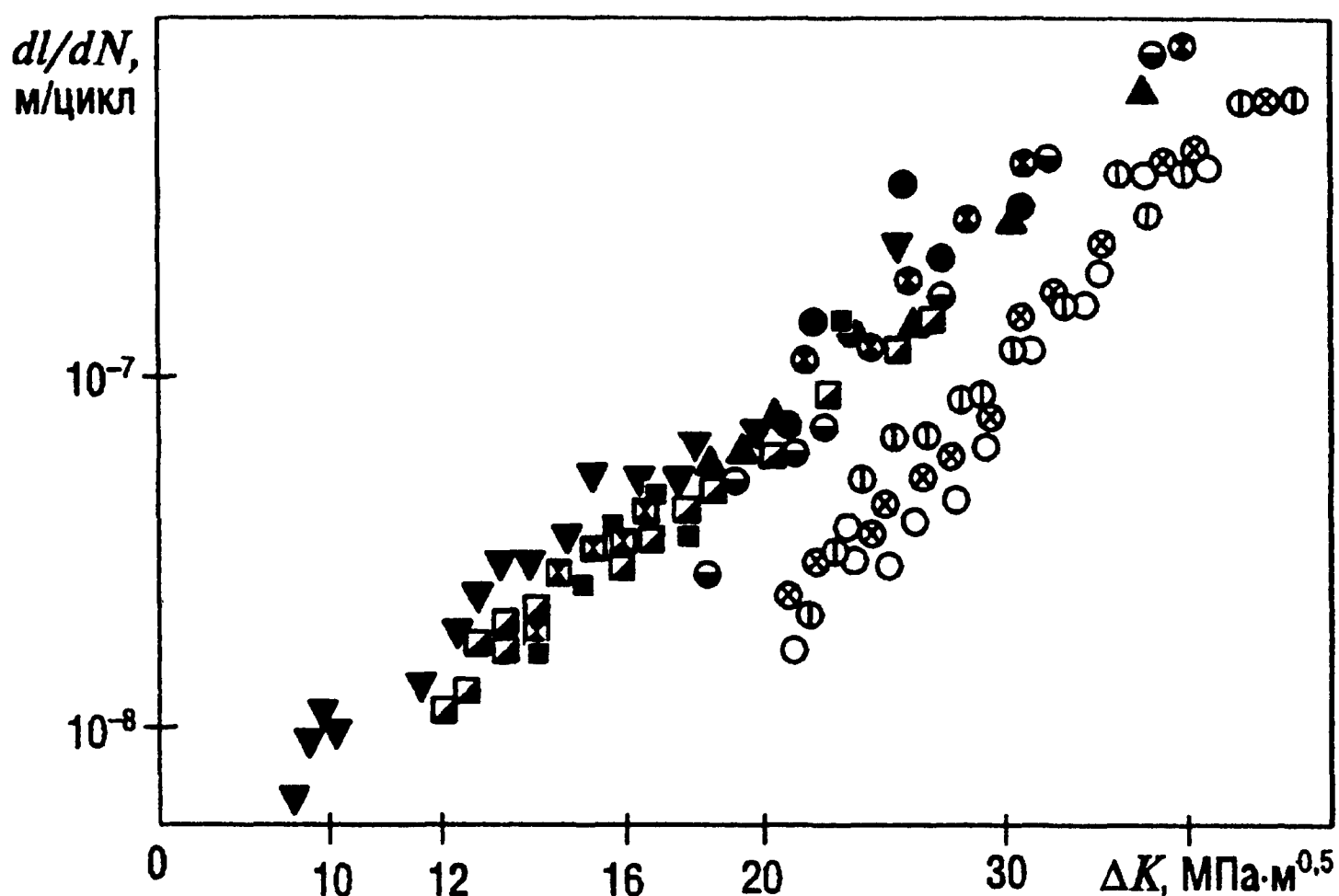


Рис. 76. Влияние температуры и коэффициента асимметрии цикла на скорость развития усталостных трещин в стали 08Х18Н10Т и в сварных соединениях:
 ○ ● ■ — основной металл, осевое направление; ⊗ ⊙ ⊡ — основной металл, тангенциальное направление; ● — зона термического влияния; ⊕ ⊡ — зона сплавления; ▲ ▼ — металл шва; ○ ⊗ ⊕ — 20 °С, $R = 0,1$; ● ⊙ ● ▲ — 300 °С, $R = 0,1$; ■ ⊡ ■ ▼ — 300 °С, $R = 0,7$

как возникающая при этом текстура, а также соответствующая ориентация неметаллических включений будут способствовать ускоренному продвижению трещины. В направлении толщины скорость обычно меньше, что подтверждается приведенными выше результатами испытаний плоских образцов с ориентацией фронта распространения трещины в радиальном направлении.

Переход к $R = 0,7$ приводит к увеличению скорости развития трещин как осевой, так и тангенциальной ориентации в 2—4 раза (см. рис. 73, 76).

Влияние коэффициента асимметрии цикла на кинетику развития трещин в большей степени проявляется при относительно низких уровнях ΔK . Эти данные хорошо согласуются с результатами исследований, выполненных на плоских образцах (см. рис. 74). Совместное рассмотрение кинетических диаграмм для плоских образцов толщиной 10 мм и образцов СТ-1 толщиной 25 мм показывает, что форма и толщина испытываемых образцов практически не влияют на скорость развития усталостных трещин.

Влияние температуры на циклическую трещиностойкость материалов трубопровода показано на рис. 75, 76. Для стали 08Х18Н10Т при $R = 0,1$ имеет место 2—4-кратное увеличение

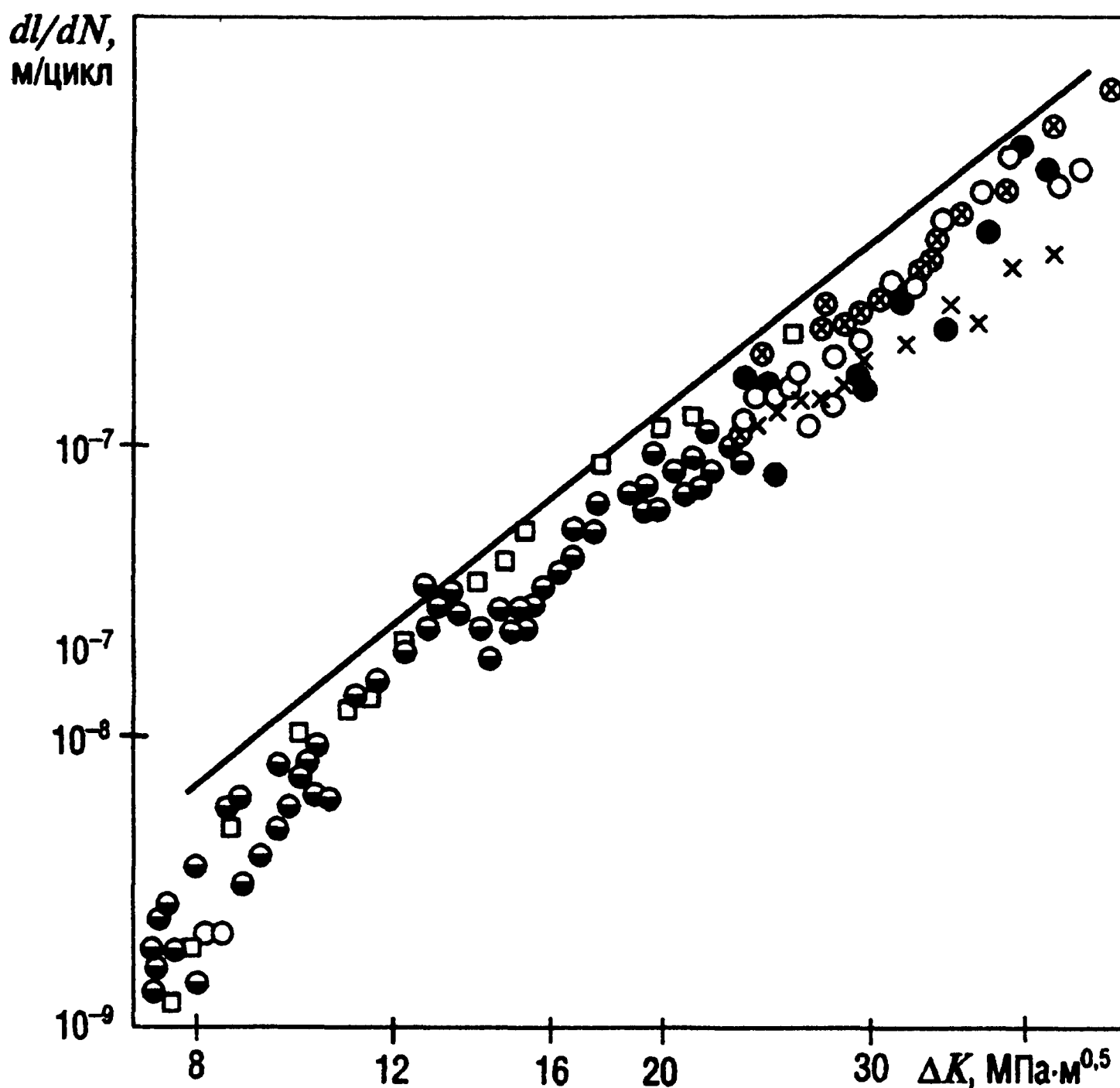


Рис. 77. Циклическая трещиностойкость стали 08X18H12T:

× ⊗ □ — осевое направление, ○ ● — тангенциальное, ⊙ — радиальное;
 ○ ● × ⊗ — образцы типа СТ-1, воздух, $R = 0,1$, $f = 10$ Гц; □ — образцы типа
 СТ-1, воздух, $R = 0,7$, $f = 10$ Гц; ⊙ — плоские образцы 10×60 мм, воздух,
 $R = 0,7$, $f = 20$ Гц; ○ ● × □ ⊙ — воздух, $t = 20$ °C; ● ⊗ — воздух, $t = 300$ °C

скорости развития трещины с повышением температуры до 300 °C. В то же время при 300 °C коэффициент асимметрии цикла незначительно влияет на кинетику развития трещин в основном металле и металле сварного шва.

На рис. 77 показаны обобщенные данные по скорости роста усталостных трещин в стали 08X18H12T. Скорость развития усталостных трещин для этого материала в меньшей степени зависит от температуры и коэффициента асимметрии цикла, чем в стали 08X18H10T, что по-видимому, связано с несколько более высоким пределом текучести стали 08X18H12T и более высокими скоростями роста трещины при $t = 20$ °C и $R = 0$. При 300 °C оба материала являются равнопрочными по критериям циклической трещиностойкости (рис. 78).

Скорость развития усталостных трещин в различных зонах

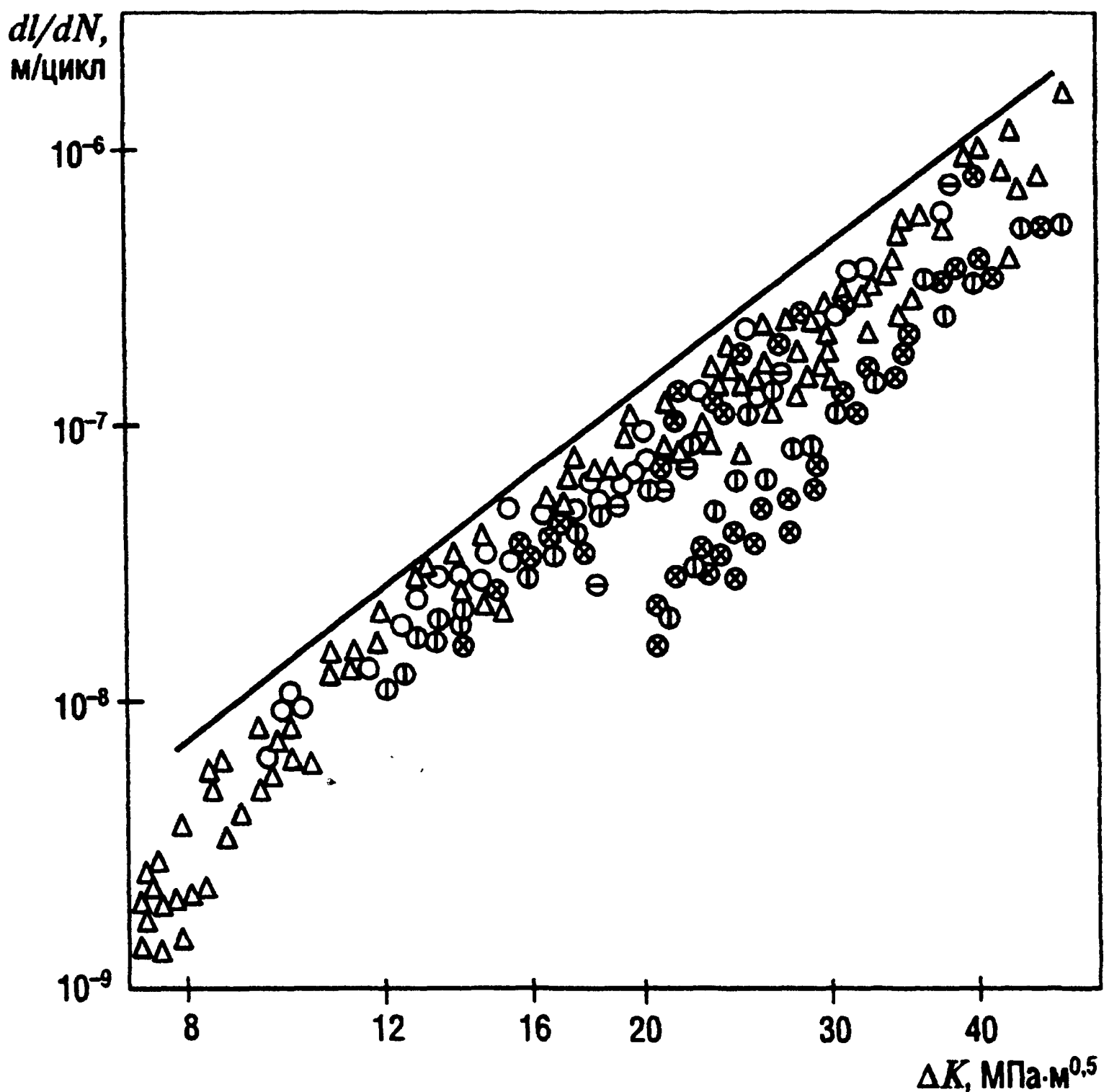


Рис. 78. Циклическая трещиностойкость основного металла и сварного соединения трубопровода Ду 500:

○ — 08X18H10T; ⊗ — 08X18H12T; ⊖ — зона термического влияния; ⊕ — зона сплавления; △ — металл шва; ○ ⊖ ⊕ △ — 20 и 300 °C, воздух

сварного соединения при 300 °C находится примерно на том же уровне, что и для сталей 08X18H10T и 08X18H12T.

Весь массив данных по циклической трещиностойкости сталей трубопроводов Ду 500 — 08X18H10T и 08X18H12T и разных зон сварных соединений, полученных на воздухе при $R = 0 \div 0,1$ и $R = 0,7$, $t = 20$ и 300 °C, может быть ограничен верхней огибающей:

$$dl/dN = 1,0 \cdot 10^{-11} \Delta K^{3,20}.$$

Исследование скорости развития усталостных трещин в сталях 08X18H10T, 08X18H12T и в различных зонах сварного соединения трубопровода Ду 500 в воде высоких параметров выполняли на автоклавном комплексе ГНЦ ЦНИИТМАШ. Испытания про-

dl/dN , м/цикл

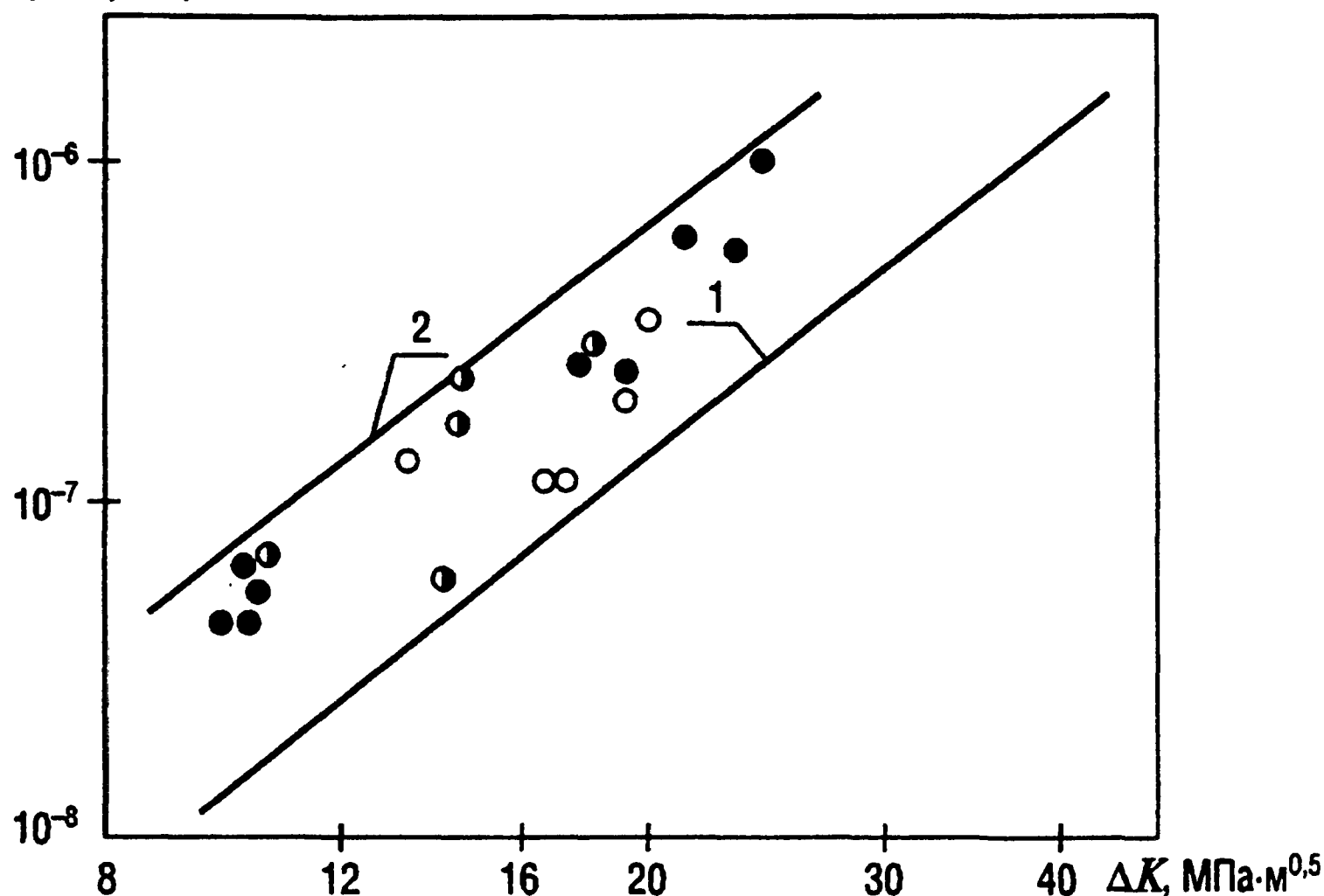


Рис. 79. Влияние водной среды высоких параметров на циклическую трещиностойкость стали 08X18H12T:

●, ○ — осевая ориентация трещины; ○ — тангенциальная ориентация трещины;
●, ○ — вода высоких параметров, рН = 6,5; ● — вода высоких параметров рН = 8,0; 1 — верхняя огибающая экспериментальных данных, воздух 20 и 300 °С; 2 — верхняя огибающая экспериментальных данных, вода первого контура

водили на образцах типа СТ-1 в водной среде следующего состава: $\text{H}_3\text{BO}_3 = 4$ и 10 г/кг, $[\text{K}^+] = 0,17$ мг · экв/кг, $[\text{Cl}^-] = 0,1$ мг · экв/кг, рН = 6,5 и 8. Температура испытаний $t = 300$ °С, давление среды равновесное, $P = 6,5$ МПа, коэффициент асимметрии цикла $R = 0,7$, частота нагружения $f = 1$ цикл/мин.

Экспериментальные данные приведены на рис. 79 и 80. При испытании в воде высоких параметров отмечен больший разброс экспериментальных данных по скоростям развития трещин в основном металле и в различных зонах сварного соединения, чем при испытании на воздухе, что характерно для воздействия коррозионно-активных сред на стали разного класса. Сопротивление развитию усталостных трещин сталей 08X18H10T и 08X18H12T и различных зон сварного соединения, выполненного по штатной технологии, в этих условиях находится примерно на одном уровне. Варьирование состава среды — увеличение H_3BO_3 до 10 г/кг при рН = 8 — не влияло на кинетику развития трещин (см. рис. 79). Весь массив экспериментальных данных может быть ограничен верхней огибающей:

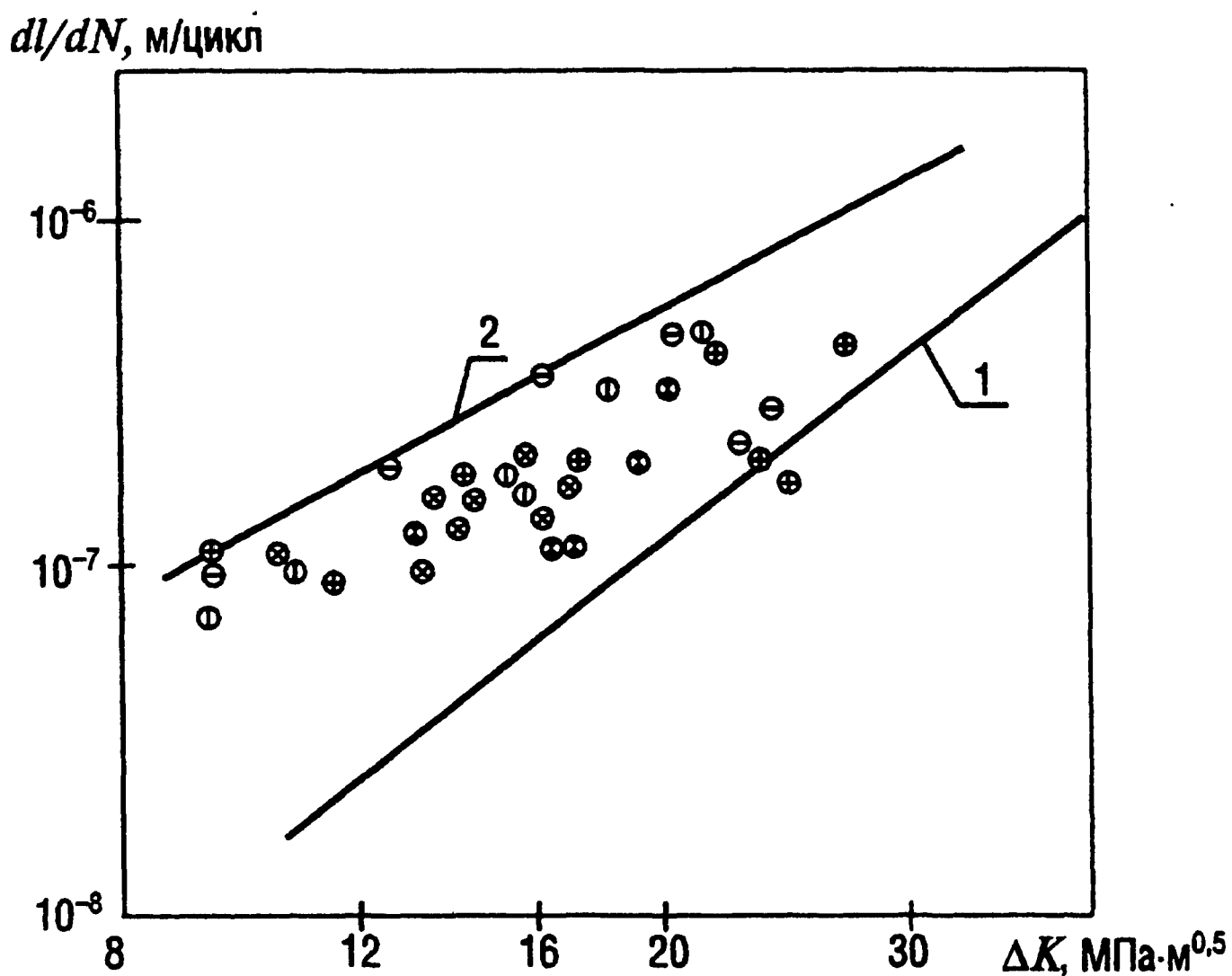


Рис. 80. Влияние водной среды высоких параметров на циклическую трещиностойкость стали 08Х18Н10Т и сварного соединения:

⊗, ⊙ — основной металл, сталь 08Х18Н10Т; ⊖ — зона термического влияния; ⊕ — зона сплавления; ⊗ — металл шва; ⊙ — осевая ориентация трещины; ⊗, ⊕, ⊖, ⊗ — тангенциальная ориентация трещины; 1 — верхняя огибающая экспериментальных данных, воздух 20 и 300 °С; 2 — верхняя огибающая экспериментальных данных, вода первого контура, рН = 6,5

$$dl/dN = 1,1 \cdot 10^{-9} \Delta K^{2,15}.$$

Обобщенные данные по циклической трещиностойкости исследуемых сталей и сварного соединения трубопровода Ду 500 показаны на рис. 81. Анализ экспериментальных результатов показывает, что скорость развития усталостных трещин в воде высоких параметров в 5—10 раз выше, чем на воздухе. Наибольшее влияние среды проявляется при относительно низких значениях ΔK .

Таким образом, совместное рассмотрение кинетических диаграмм усталостного разрушения сталей 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т и разных зон сварного соединения материала трубопровода Ду 500 позволяет сделать следующие выводы:

На воздухе наиболее значимыми факторами, влияющими на циклическую трещиностойкость материалов трубопроводов, являются коэффициент асимметрии цикла и температура. Сталь 08Х18Н10Т имеет некоторое преимущество по циклической трещиностойкости перед сталью 08Х18Н12Т при $R = 0$ и $t = 20$ °С, однако, коэффициент асимметрии цикла и повышенная темпе-

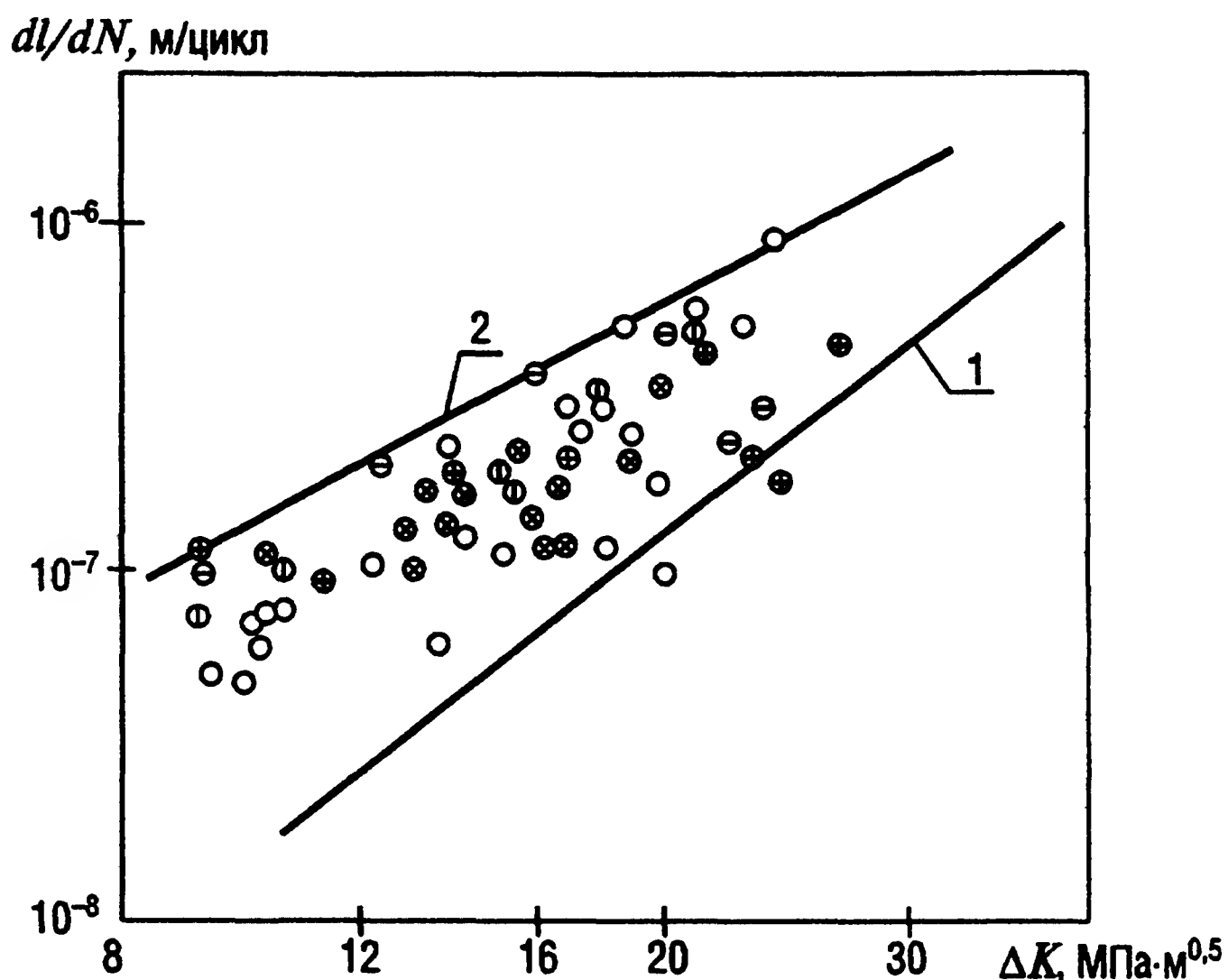


Рис. 81. Влияние водной среды высоких параметров на циклическую трещиностойкость материалов трубопровода Ду 500:

○ — сталь 08X18H10T; ⊗ — сталь 08X18H12T; ⊖ — зон термического влияния; ⊕ — зона сплавления; ⊙ — металл шва; 1 — верхняя огибающая экспериментальных данных, воздух 20 °С и 300 °С; 2 — верхняя огибающая экспериментальных данных, вода первого контура

ратура ($t = 300$ °С) в меньшей степени увеличивают скорость роста трещин в стали 08X18H12T, поэтому циклическая трещиностойкость сталей 08X18H10T и 08X18H12T при $t = 300$ °С и $R = 0,7$ находится практически на одном уровне. Металл шва сварного соединения трубопровода Ду 500 имеет несколько более высокие значения скорости роста трещины, чем сталь 08X18H10T; циклическая трещиностойкость зон сплавления и термовлияния находится на уровне основного металла. Оценка влияния направления развития трещины на скорость ее распространения показала, что в осевом и тангенциальном направлениях скорость роста трещин примерно одинакова, в радиальном направлении — скорость в разных зонах сварного соединения оказалась ниже или близкой к скорости в тангенциальном направлении.

В воде высоких параметров, по составу соответствующей воде первого контура, установлено существенное (в 5–10 раз) повышение скорости развития усталостных трещин в исследуемых сталях и разных зонах сварного соединения по сравнению с воздухом. Наибольшее влияние среды проявляется при относительно низких

значениях ΔK . При больших значениях $\Delta K = 20\text{--}30 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5}$ этот эффект также существенен (5-кратное увеличение). Предложены аналитические зависимости для расчета скорости развития усталостных трещин в материалах трубопроводов в условиях, моделирующих эксплуатационные. Полученные результаты исследования будут использованы для оценки долговечности трубопроводов АЭС в рамках анализа условий выполнения концепции ТПР (см. разд. 2.9 и 2.13).

2.7. Исследование влияния старения в условиях эксплуатации (100 тыс. ч) на статическую и циклическую трещиностойкость*

Исследованию подвергался металл главного циркуляционного трубопровода Ду 500 первого контура реактора ВВЭР-440 КолАЭС после 100 000 ч эксплуатации. Это металл плавки 160679, химический состав которого представлен в табл. 33, а механические свойства — в табл. 34.

Кроме того, исследовали контрольный металл, вырезанный из трубопровода, не бывшего в эксплуатации. Механические свойства стали в исходном состоянии определяли в соответствии с ГОСТ 1497-84. Стандартные образцы диаметром 6 мм для определения механических свойств исходного металла трубопровода были вырезаны в осевом и окружном направлениях и испытаны на осевое растяжение на испытательной машине Р-5. Испытания

Таблица 33. Химический состав металла трубопровода плавки 160 679

Содержание элементов, %								
С	Mn	Si	Cr	Ni	Ti	Cu	S	P
0,07	1,02	0,33	17,4	12,2	0,54	0,20	0,007	0,025

Таблица 34. Механические свойства после 100 000 ч эксплуатации

Температура испытаний, К	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ , %	Ψ , %	KCV, МДж/м ²
293	290	530–535	51,5–56	52–57,5	1,63–1,88
573	221–234	399–402	26,7–28	57,8–59,1	1,68–2,66

* Экспериментальные исследования проводили под руководством проф., докт. техн. наук В.М. Маркочева и доц., канд. техн. наук В.Ю. Гольцева по техническому заданию ВНИИАЭС.

Таблица 35. Механические свойства стали 08Х18Н10Т, трубопровода Ду 500 при комнатной температуре

Номера образцов	Направление Вырезки образца	Механические свойства			
		$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ , %	Ψ , %
1-1	Осевое	326	561	56	75,5
1-2	«	320	568	55	75,5
1-3	«	321	572	55	75,5
2-1	Окружное	348	580	55	75
2-2	«	320	577	52,5	70
2-3	«	329	570	52,5	75
Среднее значение	Осевое	322	567	55	75,5
	Окружное	332	576	53	73

Таблица 36. Механические свойства стали 08Х18Н10Т, трубопровода Ду 500 при температуре 573 К

Номера образцов	Направление Вырезки образца	Механические свойства			
		$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ , %	Ψ , %
1-1	Осевое	243	421	27,5	75
1-2	«	247	435	27,5	75
1-3	«	253	423	30	75
2-1	Окружное	247	432	27,5	75
2-2	«	238	432	30	75
2-3	«	243	421	27,5	70
Среднее значение	Осевое	246	426	27,5	75
	Окружное	246	428	28,5	75

образцов проведены при комнатной температуре и 573 К. (табл. 35, 36). По результатам испытания образцов, вырезанных в осевом и окружном направлениях, можно сделать вывод об отсутствии анизотропии механических свойств металла трубопровода Ду 500 как при комнатной температуре, так и 573 К. Увеличение температуры испытания до 573 К приводит к снижению прочностных характеристик и почти к двукратному снижению относительного удлинения.

Отметим закономерное снижение прочностных характеристик металла с увеличением температуры испытания до 573 К и такое же двукратное снижение относительного удлинения, как и для исходного металла. Тем не менее, приведенные в табл. 33—36

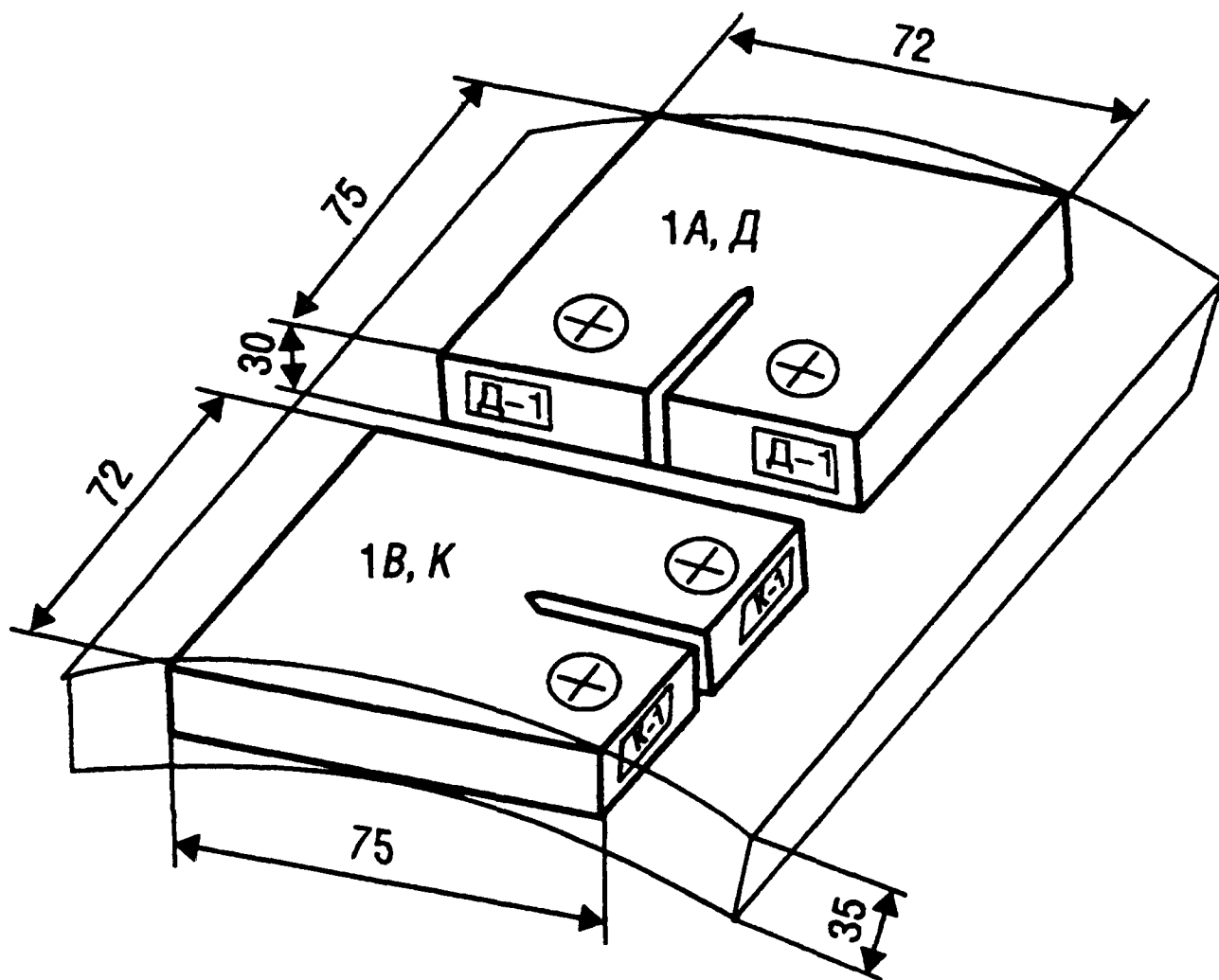


Рис. 82. Схема вырезки из трубы и маркировки компактных образцов

данные свидетельствуют о том, что механические свойства и химический состав металла трубопроводов находятся в пределах, регламентируемых техническими условиями. И хотя отсутствуют сведения о механических свойствах металла плавки 160 679 в исходном состоянии, нет оснований делать вывод о каком-либо влиянии продолжительной эксплуатации на механические свойства металла трубопровода. Для определения характеристик статической трещиностойкости стали 08X18H10T в исходном состоянии были использованы компактные образцы толщиной 30 мм, вырезанные таким образом (рис. 82), что направление распространения трещины соответствовало или направлению оси трубопровода (образцы серии 1А, Д) или совпадало с окружным направлением в трубопроводе (образцы серии 1В, К). При толщине стенки трубопровода 34,5 мм реализована максимальная толщина образца 30 мм и сохранены соотношения размеров компактного образца, рекомендуемые ГОСТ 25.506-85 7.

Компактные образцы из металла трубопровода после длительной эксплуатации (образцы серии Д и К) имели толщину 25 мм и стандартное соотношение размеров, а также толщину 20 и 30 мм. Меньшие размеры по толщине компактных образцов, вырезанных из металла трубопровода после длительной эксплуатации, обусловлены меньшей толщиной стенки трубопровода после механической обработки.

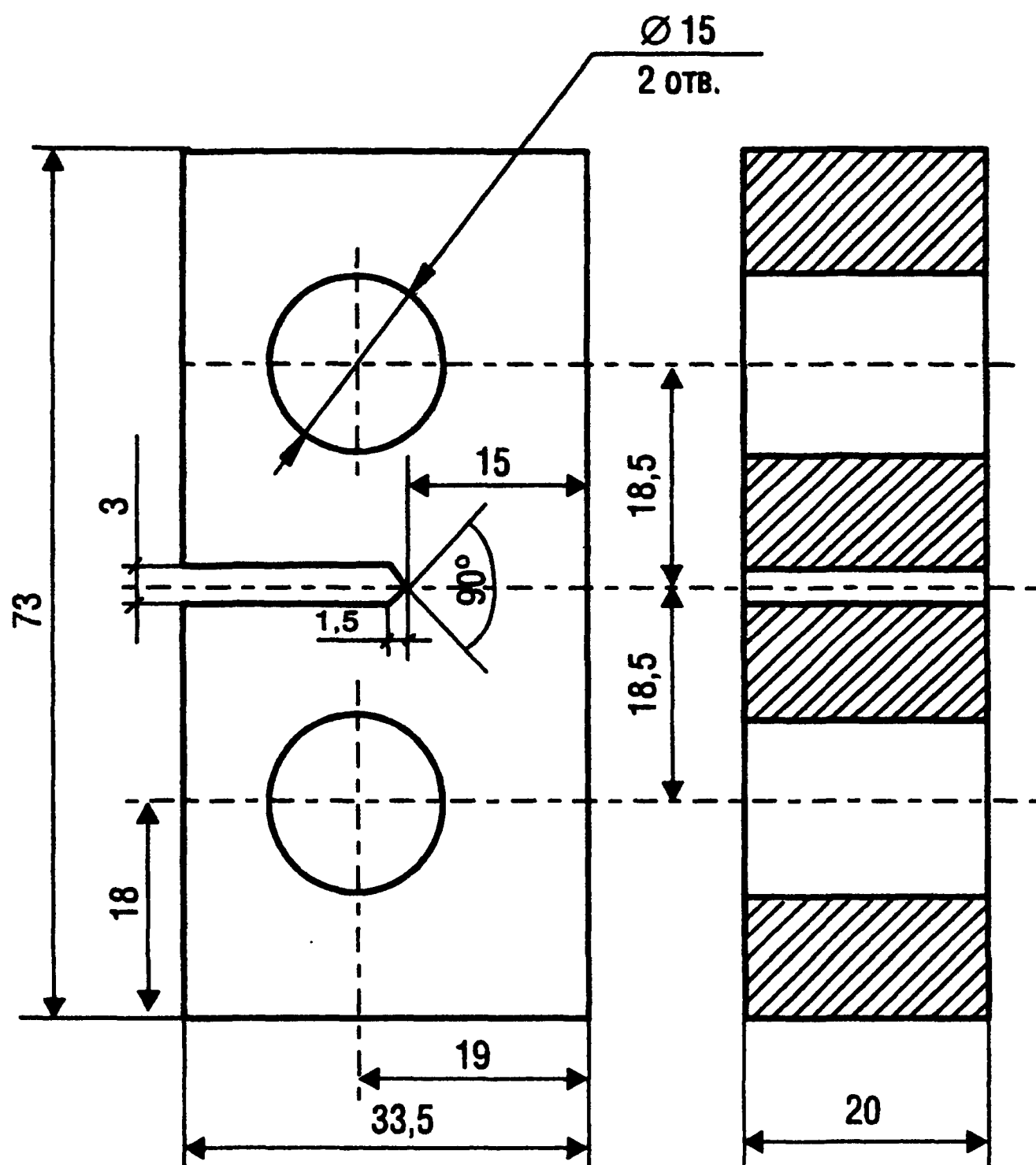


Рис. 83. Модифицированный образец для испытаний на статическую трещиностойкость

С учетом малого количества металла трубопровода после длительной эксплуатации и, соответственно малого числа образцов, из половинок испытанных компактных образцов исходного металла и металла после длительной эксплуатации были изготовлены, так называемые модифицированные компактные образцы толщиной 20 мм (рис. 83). Испытание этих образцов в одинаковых условиях позволило получить дополнительную информацию о статической трещиностойкости исследуемого материала.

Испытания компактных образцов проведены на гидравлической машине Шимадзу в соответствии с ГОСТ 25.506-85 при комнатной температуре и 573 К. В этих же условиях испытаны и модифицированные компактные образцы.

В процессе нагружения образцов регистрировали диаграмму $P-V$ (нагрузка P — смещение берегов надреза V на установочных призмах, закрепляемых на торце образца по обе стороны от над-

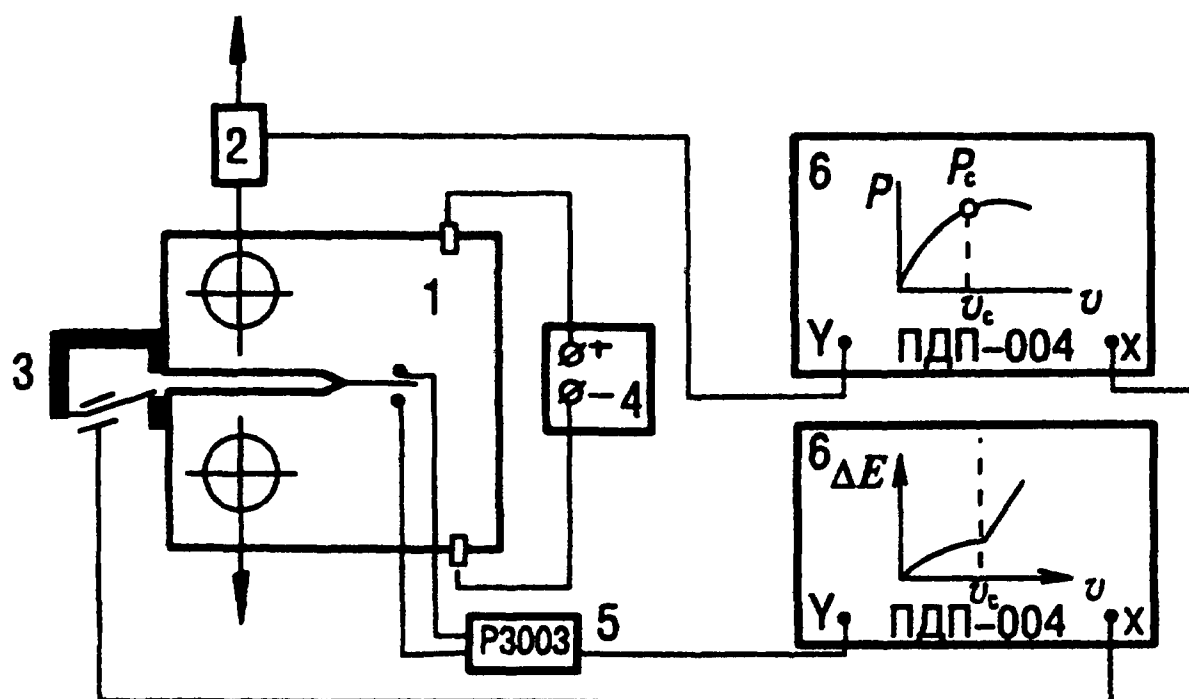


Рис. 84. Блок-схема установки для испытаний компактных и модифицированных образцов на статическую трещиностойкость: 1 — образец; 2 — датчик силы; 3 — датчик смещения; 4 — источник тока; 5 — компаратор напряжения; 6 — двухкоординатный самописец

реза). Нагрузку на образце регистрировали с помощью расходного датчика силы, смещение берегов надреза — с помощью датчика смещения, помещаемого в установочные призмы.

Сталь 08X18H10T является пластичным материалом не только в исходном состоянии, но и после длительной эксплуатации в условиях главных циркуляционных трубопроводов первого контура реактора ВВЭР-440. Поэтому сопротивление ее разрушению может характеризоваться лишь условным значением критического коэффициента интенсивности напряжений. Характеристиками трещиностойкости стали 08X18H10T служили упругопластическая вязкость разрушения J_c — интеграл и критическое раскрытие вершины трещины δ_c , определяемые по моменту старта трещины.

Для регистрации момента старта трещины использовали метод разности электрических потенциалов (РЭП). Через образец пропускали электрический ток до 30 А. Потенциальные контакты устанавливали по обе стороны от вершины трещины (метод двухстороннего расположения контактов), чем достигалась наибольшая чувствительность метода к подросту трещины. Регистрировали диаграмму $\Delta E - V$, где ΔE — изменение потенциала между двумя точками у вершины трещины. Блок-схема установки для испытания контактных и модифицированных компактных образцов показана на рис. 84. Начало роста трещины в образце связывается с отклонениями сигнала от линейной зависимости на участке развитого пластического течения образца (рис. 85).

Таким образом, по результатам испытания одного образца мо-

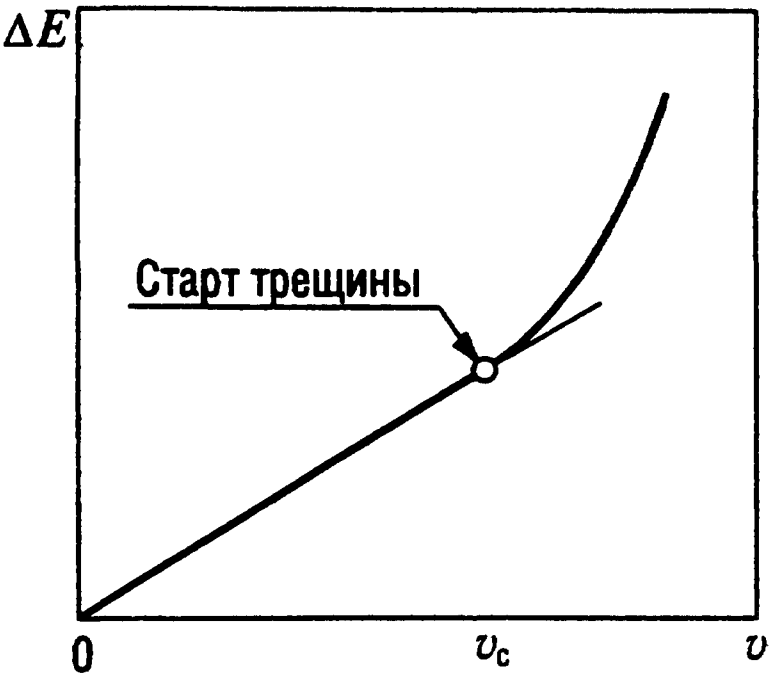


Рис. 85. Характерная зависимость сигнала $\Delta E - V$ при испытании компактных и модифицированных компактных образцов на статическую трещиностойкость

Таблица 37. Средние значения характеристик трещиностойкости стали 08Х18Н10Т в исходном состоянии в осевом и окружном направлениях при комнатной температуре

Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
	δ_c , мм	J_c , кН/м
Осевое	0,75	450
Окружное	0,95	600

Таблица 38. Средние значения характеристик трещиностойкости исходного металла трубопровода Ду 500 при 573 К на момент старта трещины (данные подроста трещины)

Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
	δ_c , мм	J_c , кН/м
Осевое	1,05	481
Окружное	1,0	493

жно определить по два различных значения J_c — интеграла и критического раскрытия вершины трещины δ_c , соответствующих различным состояниям нагружаемого образца: на момент старта трещины, регистрируемого с помощью метода РЭП, и после подроста трещины на величину Δl , выявляемую с помощью метода термического окрашивания излома, рекомендуемого ГОСТ 25.506-85.

Последние результаты использовали для построения $J-R$ -кривых, $\sigma-R$ -кривых — кривых сопротивления материала росту трещины и определения по ним J_c — интеграла и критического раскрытия вершины трещины.

Результаты испытаний представлены в табл. 37—41 и на рис. 86. В таблицах даны средние значения характеристик трещиностойкости.

Таблица 39. Средние значения характеристик трещиностойкости стали 08Х18Н10Т после 100 тыс. ч эксплуатации трубопровода Ду 500 по результатам испытаний 12 компактных образцов (по три образца на одно состояние) толщиной 25 мм

Температура испытания, К	Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
		δ_c , мм	J_c , кН/м
293	Осевое	0,75	500
	Окружное	0,95	750
573	Осевое	0,9	525
	Окружное	1,0	525

Таблица 40. Средние значения характеристик трещиностойкости по старту трещины в стали 08Х18Н10Т после 100 тыс. ч эксплуатации трубопровода Ду 500 по результатам испытаний компактных образцов толщиной 25 и 20 мм

Температура испытания, К	Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
		δ_c , мм	J_c , кН/м
293	Осевое	0,7(0,5—0,8)	500(354—634)
	Окружное	0,85(0,6—1,0)	638(331—752)
573	Осевое	0,9(0,7—1,0)	602(380—900)
	Окружное	0,9(0,7—1,0)	442(320—525)

Таблица 41. Средние значения характеристик трещиностойкости при комнатной температуре исходного металла и металла трубопровода Ду 500 после 100 тыс. ч эксплуатации (модифицированные образцы)

Металл	Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
		δ_c , мм	J_c , кН/м
Исходный	Осевое	0,8	466
	Окружное	0,9	645
После 100 тыс. ч эксплуатации	Осевое	0,7	437
	Окружное	0,75	462

Сравнение результатов испытаний показывает, что такие факторы, как температура испытаний, время эксплуатации до 100 000 ч и направлений вырезки образцов (осевые, окружное) не существенно влияют на статическую трещиностойкость стали 08Х18Н10Т.

Циклическую трещиностойкость металла трубопровода Ду 500 исследовалаеь в исходном состоянии и после длительной эксплуатации при комнатной температуре 573 К.

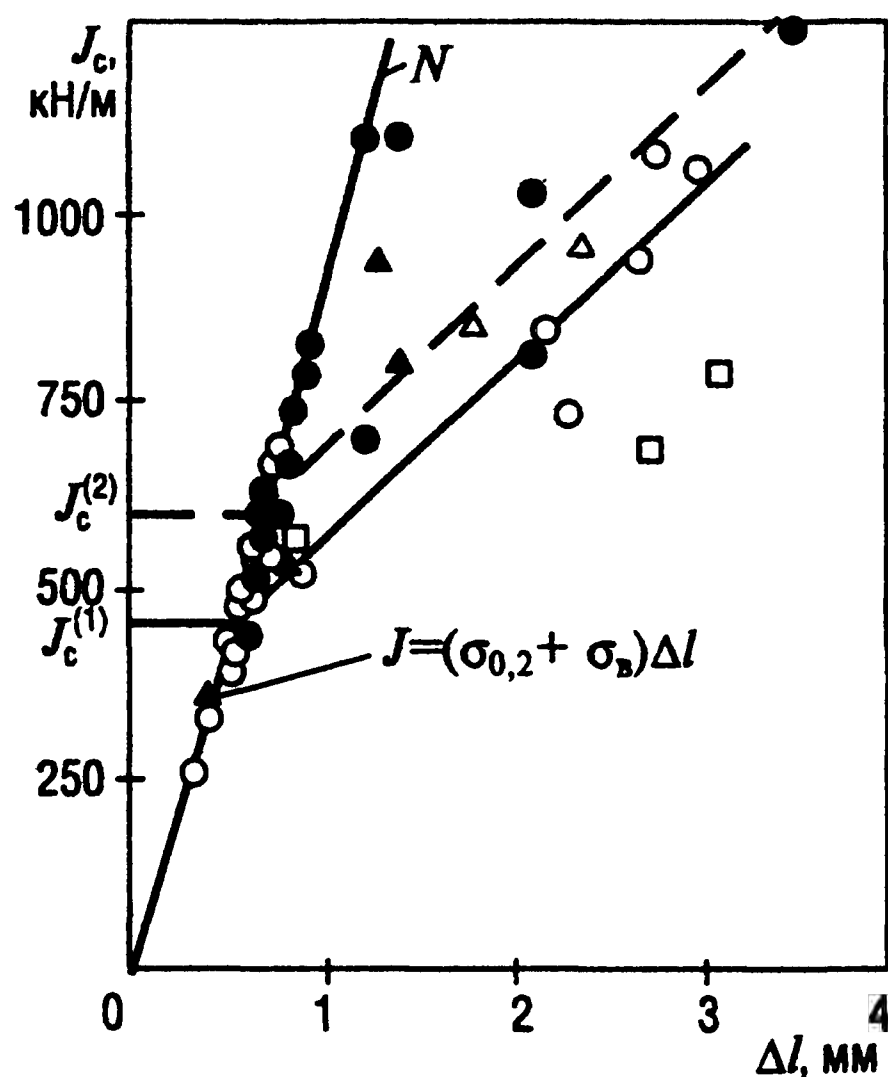


Рис. 86. J — R -кривые для металла трубопровода Ду 500 в исходном состоянии и после длительной эксплуатации, испытанного при комнатной и эксплуатационной температурах:
 ○ ● — исходной металл, 293 К; ■ □ — исходный металл, 573 К; △ ▲ — выдержанный металл, 573 К

Циклическую трещиностойкость исследовали 1) на образцах из стали 08ХН10Т (рис. 87), вырезанных из труб в состоянии после длительной эксплуатации на КолАЭС в течение 100 тыс. ч; на образцы были нанесены исходные надрезы, ориентированные вдоль оси трубы (маркировка «Д») и поперек — маркировка «К»; 2) на модифицированных компактных образцах (рис. 88) из труб в исходном состоянии и после длительной эксплуатации.

Эти образцы имели надрез в направлении оси трубы.

Развитие усталостной трещины в процессе испытаний автоматически регистрировали с помощью установки, на которой реализован метод РЭП. Для записи трещины по методу РЭП образцы подготавливали следующим образом. На середине толщины верхней и нижней граней образца (см. рис. 87,б) на расстоянии 20 мм от торца сверлили отверстия на глубину 10 мм, в которых нарезали резьбу М4. В резьбовые отверстия ввинчивали латунные токовводы, через которые по образцу пропускали постоянный электрический ток. Сила тока обычно составляла 5 А. К образцу в определенных точках 1, 2, 3 и 4 конденсаторной сваркой приваривали контакты — отрезки нихромовой проволоки длиной 10—20 мм. Контакты соединяли с измерительной схемой уста-

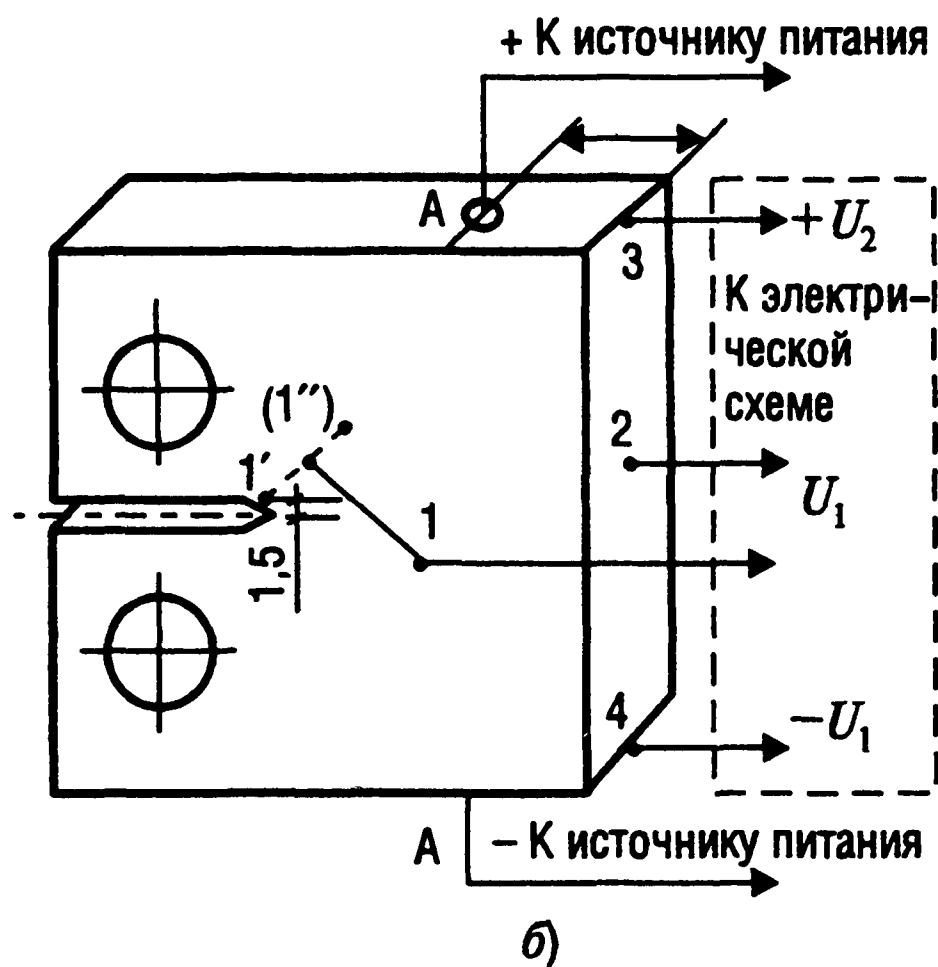
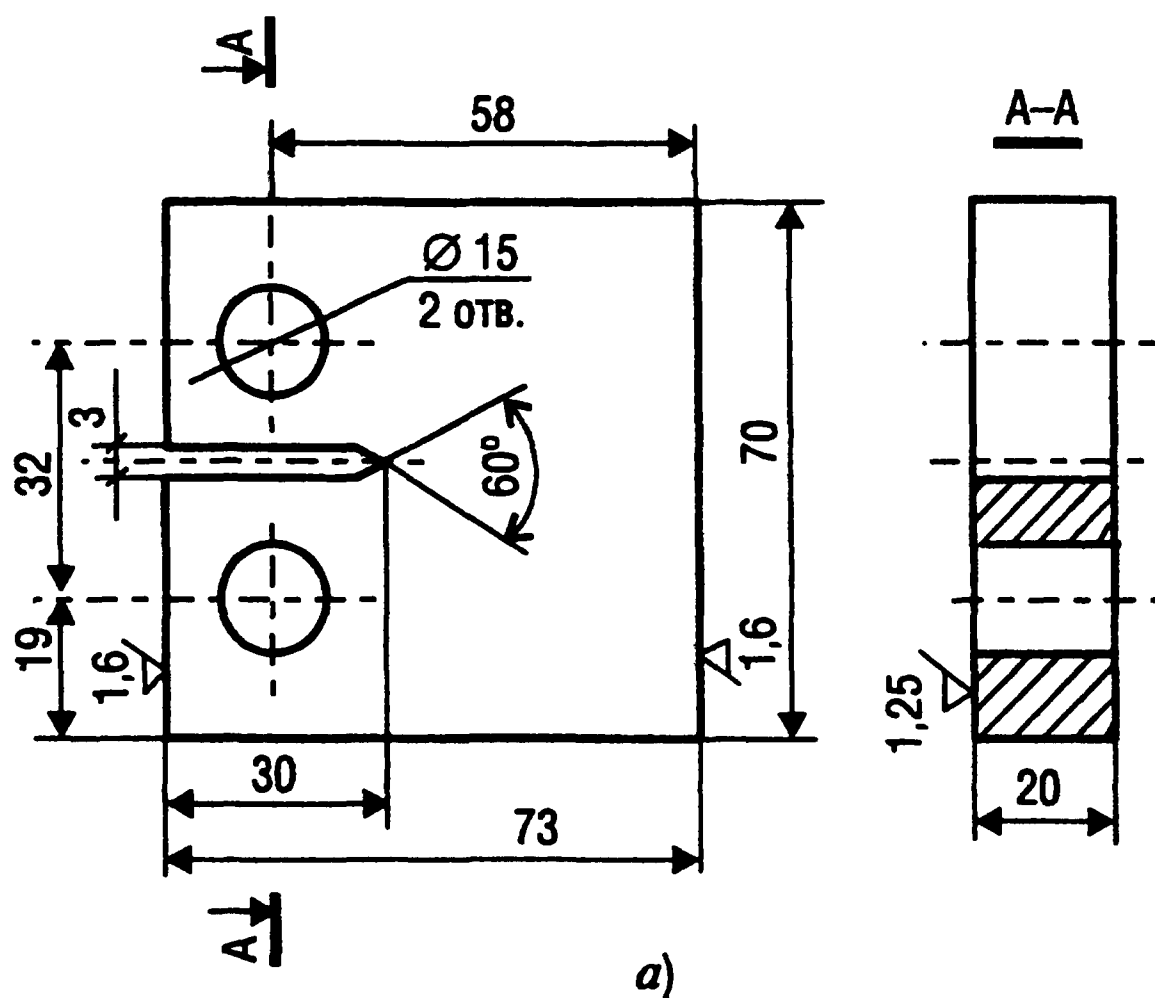


Рис. 87. Образец для испытаний на циклическую трещиностойкость (а) и положения измерительных (1', 1'', 2) и (3, 4) и токоподводящих (А) контактов (б)

новки втулками и гибкими проводниками. При проведении испытаний в условиях повышенных температур медные гибкие проводники диаметром 0,2—0,3 мм изолировали друг от друга и установки надетыми на них керамическими трубочками. Проводники, соединяющие образец с измерительной схемой установки, не экранировали.

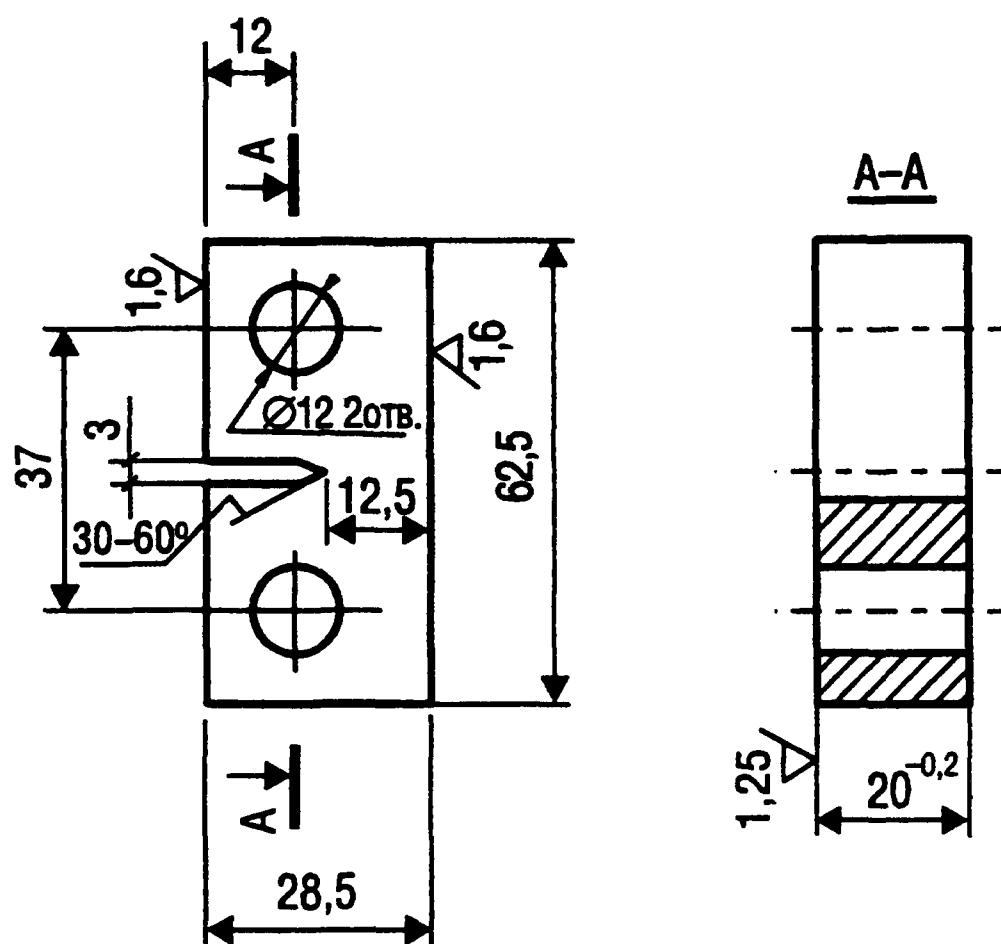


Рис. 88. Модифицированный компактный образец для испытаний на циклическую трещиностойкость

В ходе эксперимента на диаграмме электронного самописца КСП-4 записывали поочередно значения напряжений U_1 и U_2 , где U_1 — напряжение между контактами 1 и 2, а U_2 — между контактами 3 и 4. Мерой длины трещины являлось отношение U_1/U_2 , которое изменялось с ростом трещины. Длину трещины определяли по градуировочному графику вида $U_1/U_2 = f(l/b)$, где l — текущая длина трещины, а b — ширина образца.

Метод РЭП — косвенный метод измерения длины трещины и поэтому для каждого типа образца необходимо предварительно получить градуировочную зависимость. Графики вида $U_1/U_2 = f(l/b)$ являются универсальными, так как они пригодны для использования при любых температурах испытаний образцов.

Для нагрева образцов до необходимой температуры использовали разъемный нагреватель коробчатого типа мощностью 2,5 кВт. Выход на режим при температуре 573 К составлял 75 мин. Температуру образца измеряли с помощью хромель-алюмелевой термопары и вольтметра В7-27. После выхода на заданный температурный режим перед началом испытаний (приложения циклической нагрузки) давали выдержку 30 мин. Испытания проводили на гидропульсаторе ЦДМ ПУ-10, частота нагружения составляла 12,5 Гц, температура 293 и 573 К.

Для оценки сопротивления росту усталостных трещин в образцах из материала после длительной эксплуатации было изготовлено и испытано 14 образцов.

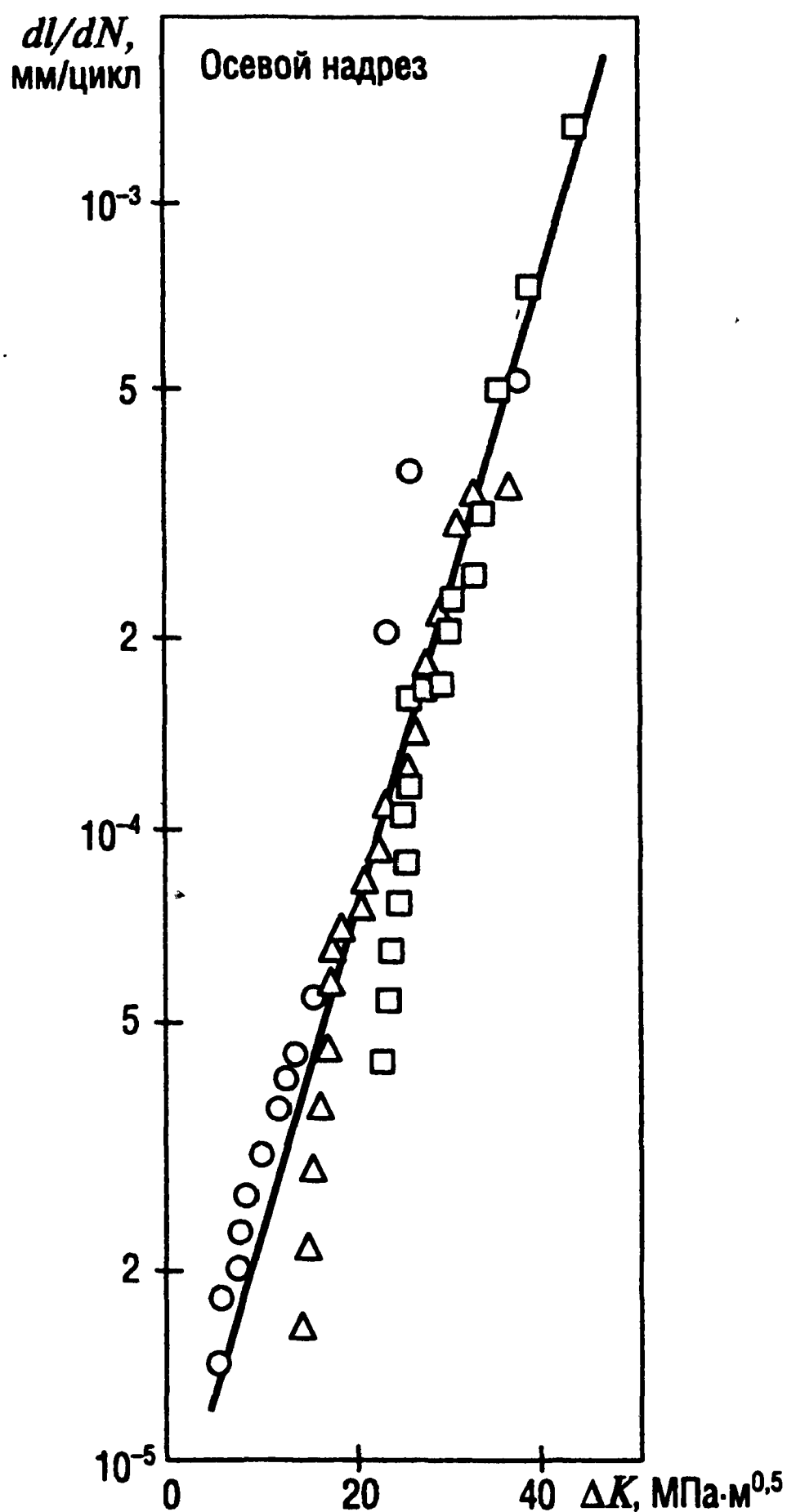


Рис. 89. Диаграмма циклического разрушения при комнатной температуре стали 08X18H10T в состоянии после длительной эксплуатации ($n = 3,42$, $c = 2,21 \cdot 10^{-9}$)

В результате обработки диаграмм записи роста усталостных трещин получили:

1) данные о числе циклов, затраченных на зарождение усталостной трещины, N_0 и числе циклов необходимых на ее распространение — N_T , т. е. $N = N_0 + N_T$, где N — общее (полное) число циклов до разрушения образца;

2) кривые роста усталостных трещин для разных режимов испытаний;

3) диаграммы циклического разрушения dl/dn — ΔK , где

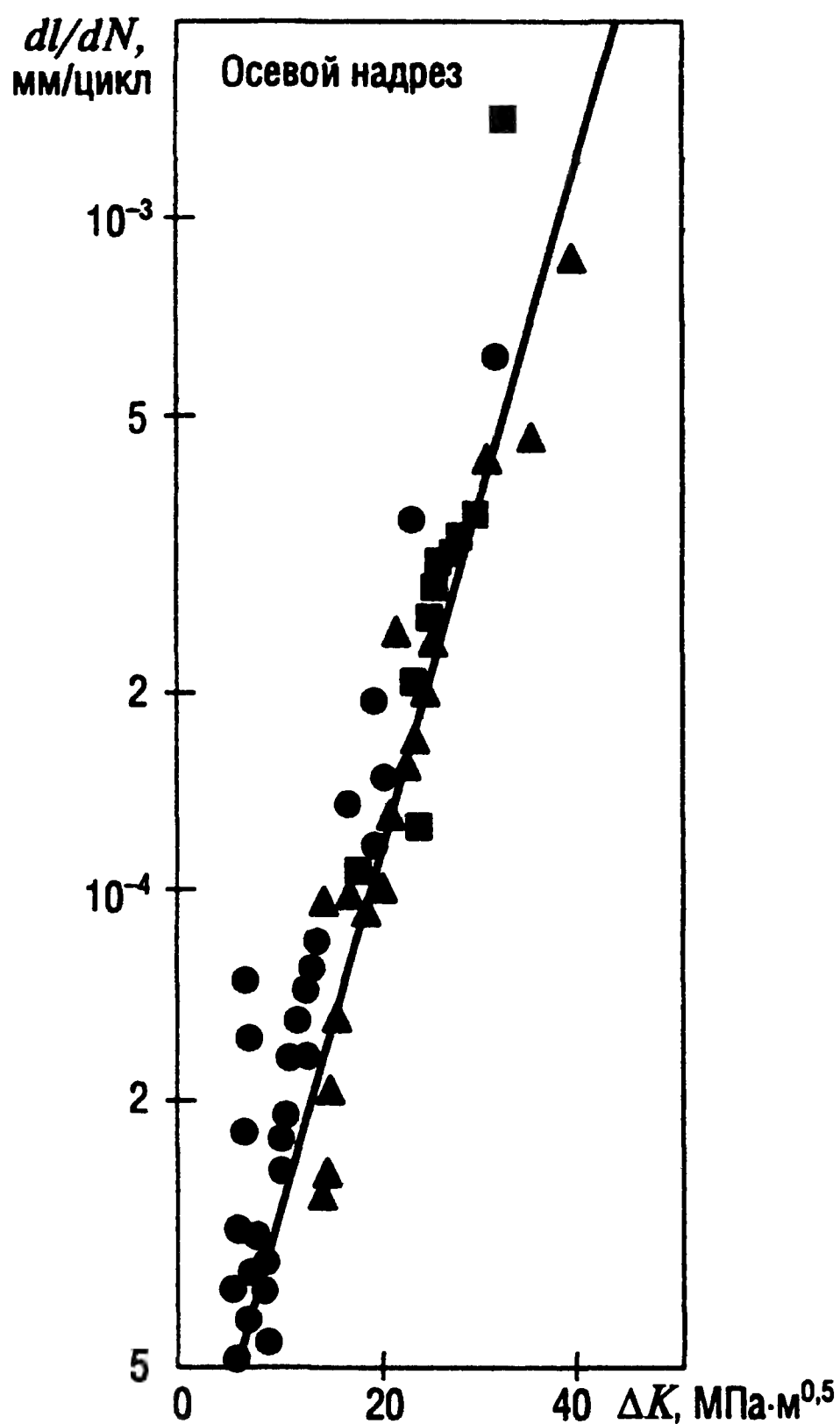


Рис. 90. Диаграмма циклического разрушения стали 08Х18Н10Т в состоянии после длительной эксплуатации при 300 °С ($n = 3,44$, $c = 3,61 \cdot 10^{-9}$)

dl/dn — скорость роста усталостной трещины, а ΔK — размах коэффициента интенсивности напряжений. Диаграммы циклического разрушения аппроксимировали степенной функцией Париса $dl/dn = C\Delta R^m$ и определяли значения эмпирических коэффициентов m и c .

На рис. 89, 90 показаны зависимости скорости роста усталостной трещины от размаха коэффициента интенсивности напряжений для стали 08Х18Н10Т после длительной эксплуатации при 293 и 573 К, соответственно. Направление трещины в материале — вдоль оси трубы. Аналогичные диаграммы усталостного разрушения для этой же стали и тех же температур показаны, соответственно, на рис. 91, 92 для трещины, ориентированной в окружном направлении.

Таблица 42. Значение эмпирических коэффициентов *m* и *c* для стали 08Х18Н10Т после длительной эксплуатации

Направление распространения трещины	Температура испытаний, К	Эмпирические коэффициенты	
		<i>m</i>	<i>c</i> , мм/цикл 1/(МПа · м ^{0.5})
Осевое	293	3,42	2,21×10 ⁻⁹
	573	3,44	3,61×10 ⁻⁹
Окружное	293	3,235	2,21×10 ⁻⁹
	573	3,44	3,265×10 ⁻⁹

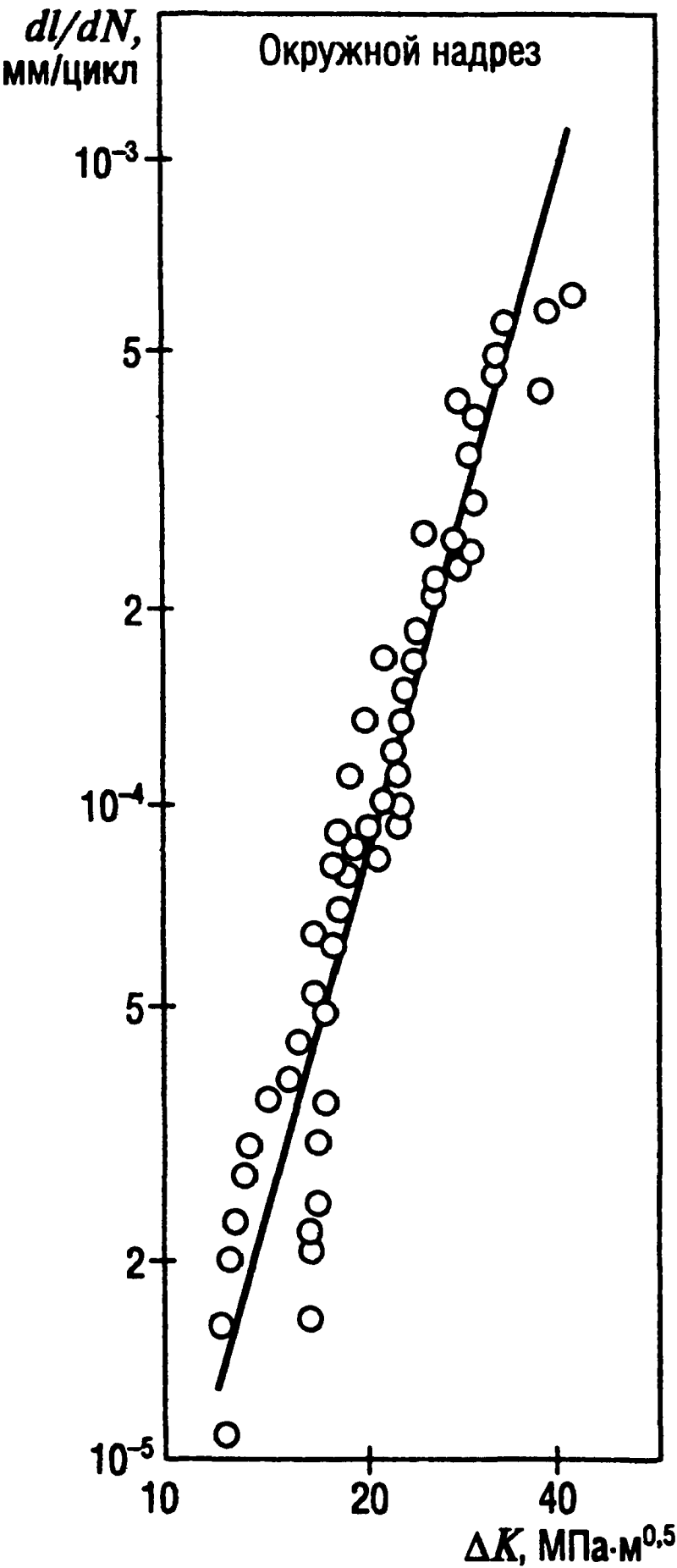


Рис. 91. Диаграмма циклического разрушения стали 08Х18Н10Т в состоянии после длительной эксплуатации при комнатной температуре ($n = 3,235$, $c = 4,76 \cdot 10^{-9}$)

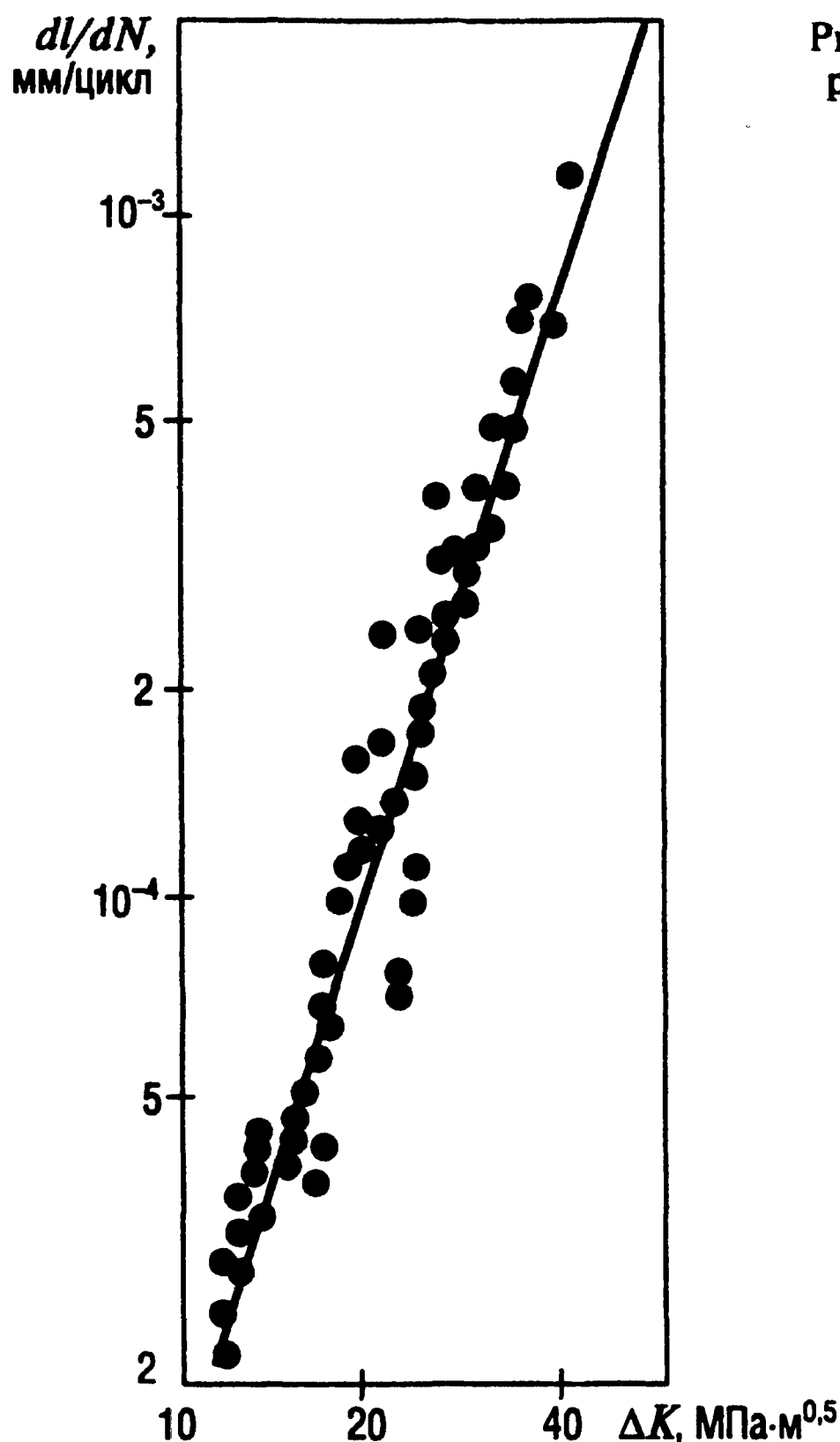


Рис. 92. Диаграмма циклического разрушения стали 08Х18Н10Т в состоянии после длительной эксплуатации при 573 К ($n = 3,265$, $c = 3,14 \cdot 10^{-9}$)

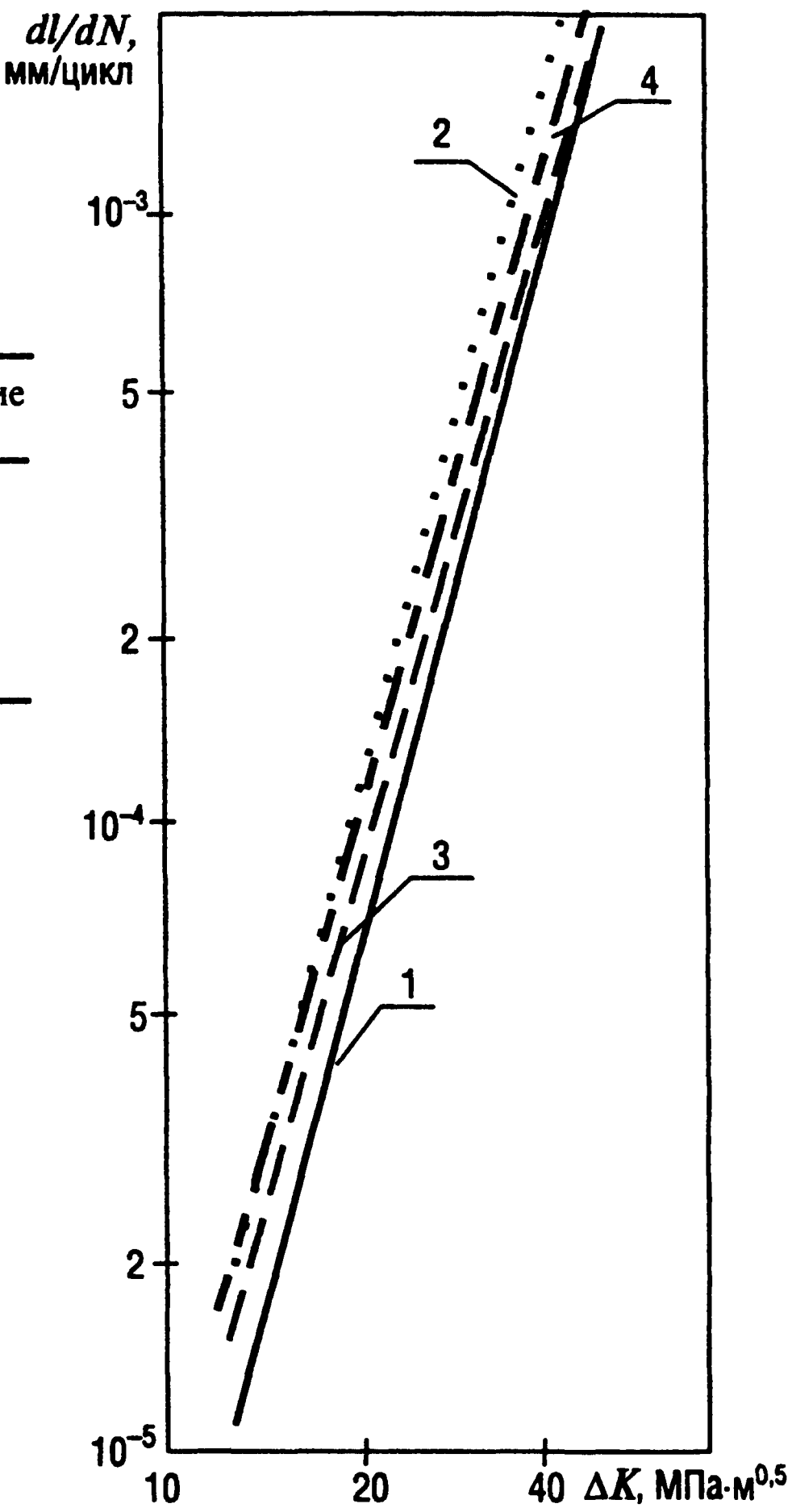
На рис. 93 представлены аппроксимированные на среднем участке по формуле Париса диаграммы усталостного разрушения исследованной стали при 293 и 573 К, а в табл. 42 приведены соответствующие значения эмпирических коэффициентов m и c .

Из представленных на рис. 93 аппроксимированных зависимостей видно, что направление роста трещины в исследованном материале незначительно влияет на скорость роста в нем усталостной трещины. Так, например, при $\Delta K = 20 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5}$ скорость трещины в осевом направлении примерно на 30% ниже значения скорости в окружном направлении. С увеличением температуры испытаний и размаха коэффициента интенсивности напряжений ΔK это различие существенно уменьшается.

Результаты сравнительных испытаний на циклическую трещиностойкость металла в исходном состоянии и после длительной эксплуатации получены на модифицированных компактных об-

Рис. 93. Диаграммы циклического разрушения стали 08Х18Н10Т в состоянии после длительной эксплуатации, аппроксимированные формулой Париса

Направление трещины	T, K	Обозначение
Осевое	293	1
	573	2
Окружное	293	3
	573	4



разцах, изготовленных из половинок разрушенных компактных образцов, показанных на рис. 94.

В силу малой длины возможной усталостной трещины в модифицированных образцах было принято решение провести сопоставление по числу циклов распространения трещины от надреза на постоянную длину. Эта длина задавалась отношением сигналов U_1/U_2 равным 0,2, что соответствовало длине трещины 4 мм.

Всего было изготовлено и испытано 16 образцов. 8 из них было изготовлено из исходного металла трубопровода Ду 500 и 8 из материала трубопровода после эксплуатации в течение 100 тыс. ч на КолАЭС. Направление развития трещины было ориентировано на всех образцах вдоль оси трубы.

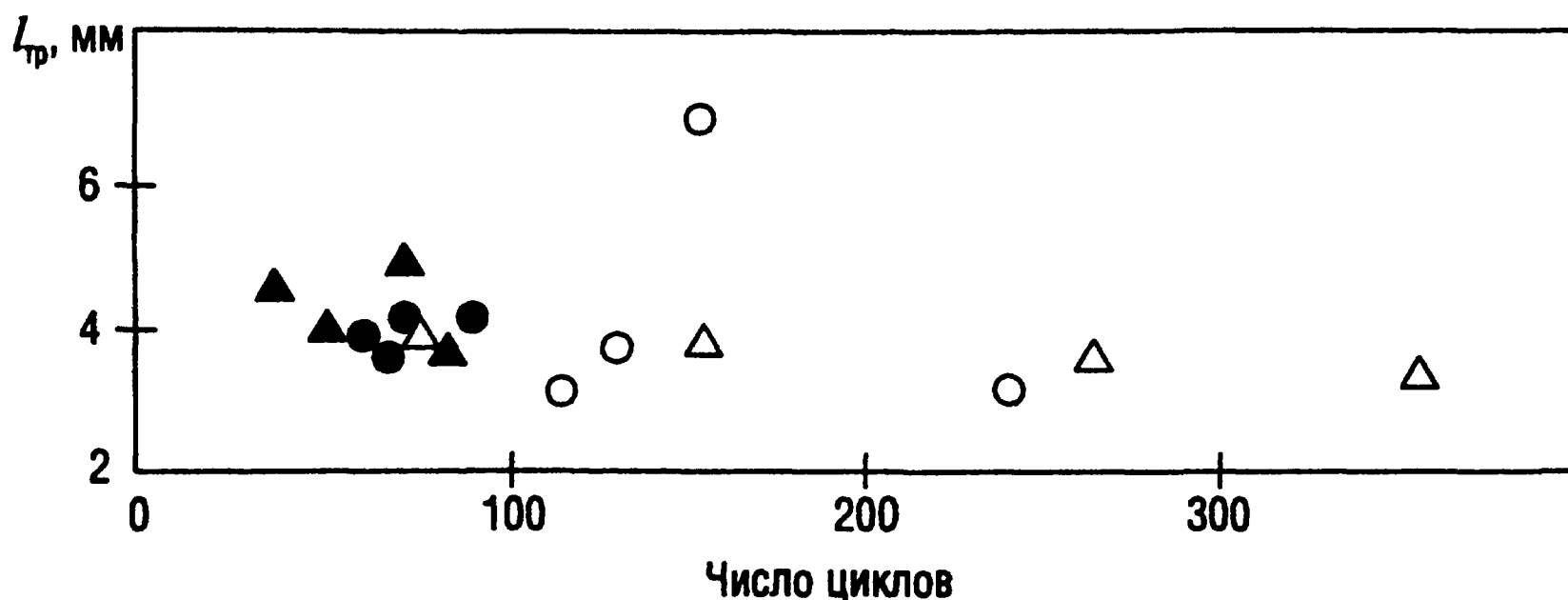


Рис. 94. Живучесть модифицированных компактных образцов при 293 и 573 К после эксплуатации в течение 100 тыс. ч

Состояние	T, К	
	293	573
Исходное	Δ	▲
После длительной эксплуатации	○	●

Цель эксперимента состояла в том, чтобы провести сравнение по сопротивлению развитию усталостной трещины исходного металла и металла после длительного срока службы при комнатной температуре и 573 К.

Для того чтобы такое сопоставление провести, был использован метод РЭП. Это позволило записать для каждого образца диаграмму роста трещины и установить момент ее старта.

Испытания проводили при одинаковых начальных параметрах цикла нагружения: максимальная нагрузка цикла составляла 10 кН, минимальная — 3 кН. После окончания эксперимента на каждом образце производили замер усталостной трещины. Измерения проводили на инструментальном микроскопе с цифровым отсчетом марки ИМЦ-100А. Длину трещины, измеренную с лицевой стороны, обозначили Δ_1 , с обратной стороны — Δ_2 , затем вычисляли среднюю длину трещины.

На рис. 94 показаны экспериментальные данные о живучести модифицированных компактных образцов двух состояний, испытанных при 293 и 573 К. Видно, что результаты имеют существенный разброс для материала обоих состояний, испытанных при комнатной температуре. Одна из причин — различная острота исходного надреза, что реально имело место в изготовленных образцах. Результаты испытаний образцов при температуре

573 К более стабильны для обоих состояний стали 08Х18Н10Т. Видимо, температура снижает влияние остроты надреза на период образования усталостной трещины и ее дальнейшее развитие.

По испытаниям модифицированных компактных образцов можно сделать вывод о том, что несмотря на разброс экспериментальных данных материалы мало отличаются друг от друга по сопротивлению росту в них усталостных трещин. Вместе с тем температура испытаний снижает живучесть образцов с трещиной обоих состояний в среднем в два раза по сравнению с аналогичными данными при испытаниях на воздухе.

Таким образом: длительная эксплуатация в условиях АЭС не существенно влияет на статическую и циклическую трещиностойкость стали 08Х18Н10Т; отсутствует заметная анизотропия характеристик трещиностойкости как в исходном состоянии, так и после длительной эксплуатации в условиях АЭС; установлено влияние температуры на циклическую трещиностойкость.

2.8. Испытания натуральных образцов труб до разрушения*

Испытания натуральных образцов труб до разрушения осуществлялось в бронекамере 24 301 АО НПО ЦКТИ. На указанном стенде проводили испытания до разрушения моделей и натуральных сосудов, в том числе натуральных коллекторов реактора РБМК-1000, барабанов котлов, отработавших проектный срок службы, и других сосудов, также натуральных труб реактора ВВЭР-1000 нового поколения. В настоящем разделе описаны результаты испытаний элементов трубопроводов первого контура реактора ВВЭР-440.

Максимальное давление на стенде при статическом нагружении составляет 6000 кгс/см², а при циклических нагрузках — 1000 кгс/см². Испытания проводили при нагружении исследуемого образца изгибающим моментом и внутренним давлением. В процессе нагружения с помощью автоматизированной системы измеряли раскрытие трещины, деформации на наружной поверхности трубы и осуществляли контроль за развитием дефекта методом акустической эмиссии.

Было испытано 6 образцов (№№ 3, 4, 5, 7, 9), каждый из которых представляет собой отрезок заглушенной по торцам трубы длиной около 1500 мм с предварительно нанесенными на внутреннюю поверхность дефектами. В заглушки ввариваются штуцера, через которые осуществляется подвод и отвод среды (вода, газ).

* Испытания проводили под руководством докт. техн. наук А.В. Судакова в ЦКТИ по техническому заданию ВНИИАЭС.

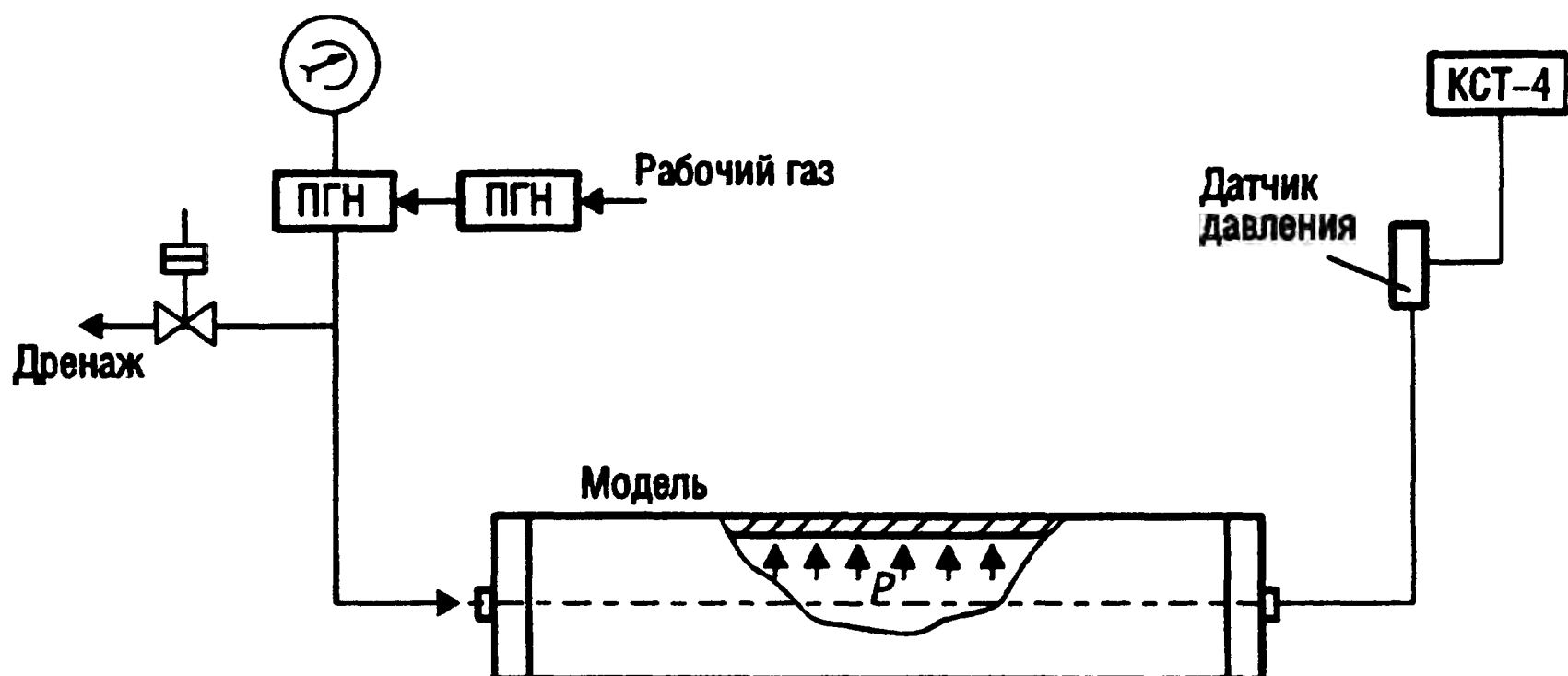


Рис. 95. Схема нагружения модели

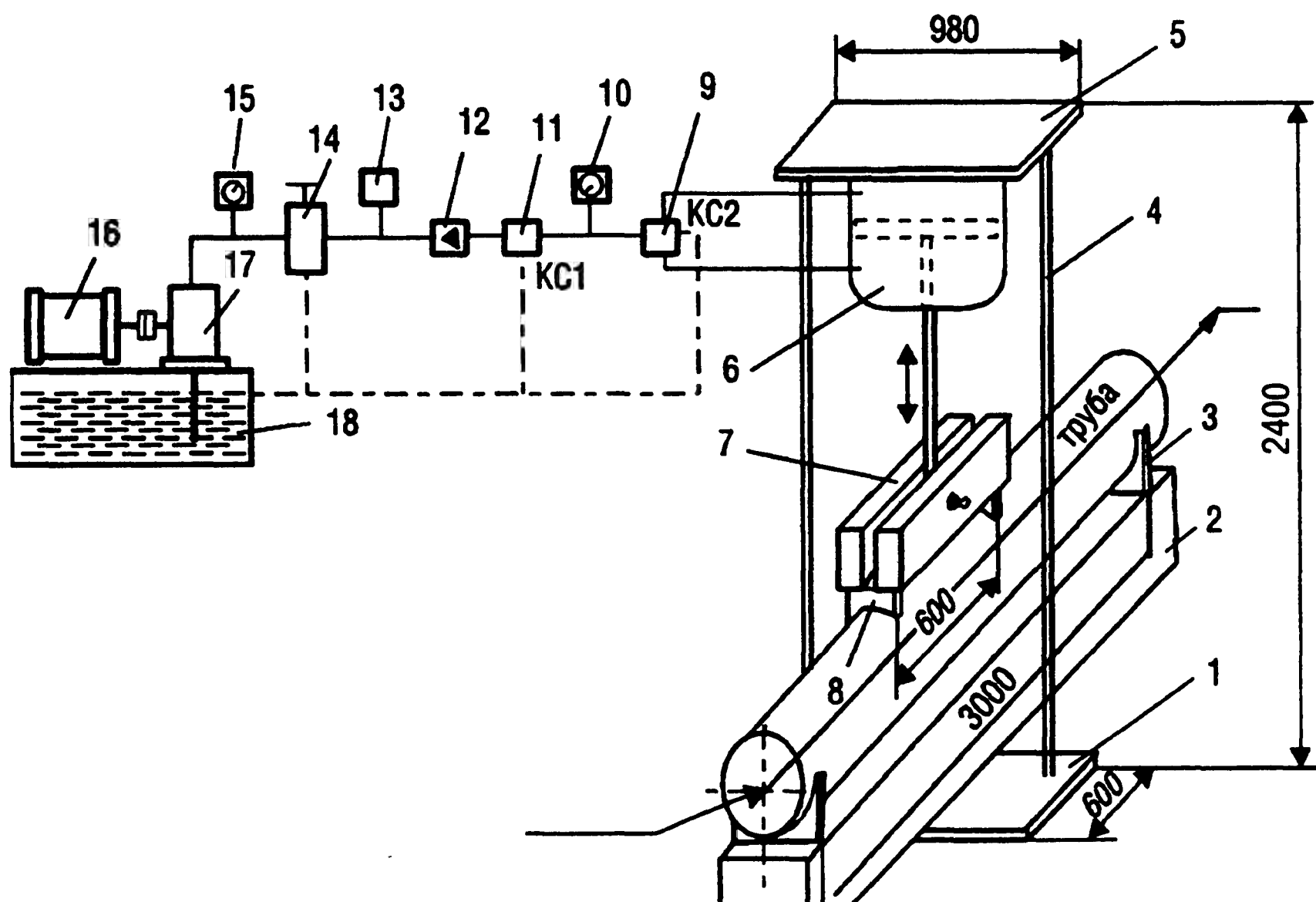


Рис. 96. Схема установки с гидросистемой для нагружения изгибом:
 1 — плита нижняя; 2 — рама установочная; 3 — опора установочная; 4 — колонна трубчатая; 5 — плита верхняя; 6 — гидроцилиндр; 7 — траверса; 8 — опора нагружающая; 9, 11 — клапаны электромагнитные; 10 — манометр рабочий; 12 — клапан обратный; 13 — реле давления; 14 — регулятор давления; 15 — манометр контрольный; 16 — электродвигатель; 17 — насос шестеренчатый; 18 — бак масляный

Образцы №№ 3, 4, 5, 7 и 8 содержали однородное сварное соединение, выполненное по штатной технологии, образец 9 содержал композитный сварной шов, соответствующий на реакторе шву приварки ГЦТ к патрубку корпуса компенсатора объема (перлитная сталь 22К + аустенитная сталь 08Х18Н10Т).

Схема нагружения образцов внутренним давлением показана на рис. 95, внутренним давлением и изгибом — на рис. 96, общий вид установки — на рис. 97.

Чтобы получить результат при максимальных значениях запасенной энергии как рабочую среду использовали газ (азот), подаваемый в исследуемый объект с помощью плунжерного горизонтального насоса.

На рис. 98—100 показаны общий вид надрезов труб 3, 4, 5 после испытаний.

Размеры нанесенных дефектов приведены в табл. 43 и 44. Там же приведены расчетные и фактические разрушающие нагрузки и указан характер разрушения.

Из анализа результатов следует, что разница между расчетными и экспериментальными значениями разрушающей нагрузки для труб 3, 4, 5 составляет 9, 13 и 11% соответственно. Характер разрушения совпал с ожидаемым по расчету для труб с продольными дефектами. Труба 5 с поперечным дефектом разрушилась вместо планируемой течи. Наибольшие различия по расчетным и экспериментальным данным показали трубы 7 и 8.

В связи с указанными расхождениями в дальнейшем при расчетах принимали более консервативное значение $R^x = 1,2R_{p0,2}$.

Размер надреза для композитного сварного шва выбирали из условий приближения к критическим размерам при нормальных условиях эксплуатации. Размер надреза при этом составлял 60° по периметру трубы.

Довести трубу с композитным сварным швом до разрушения в месте надреза не удалось, так как труба разрушилась по месту приварки донышка. В связи с этим приведем более подробно описание трубы и условий эксперимента.

Подготовка патрубка из стали 22К под сварку состоит из: механической обработки кромок под наплавку; нанесения двух слоев так называемой силовой наплавки; нанесения первого слоя антикоррозионной наплавки; нанесения второго слоя антикоррозионной наплавки; окончательная механическая обработка под композитный стык.

Модель трубы изготавливали на заводе-изготовителе КО АО «Ижорские заводы».

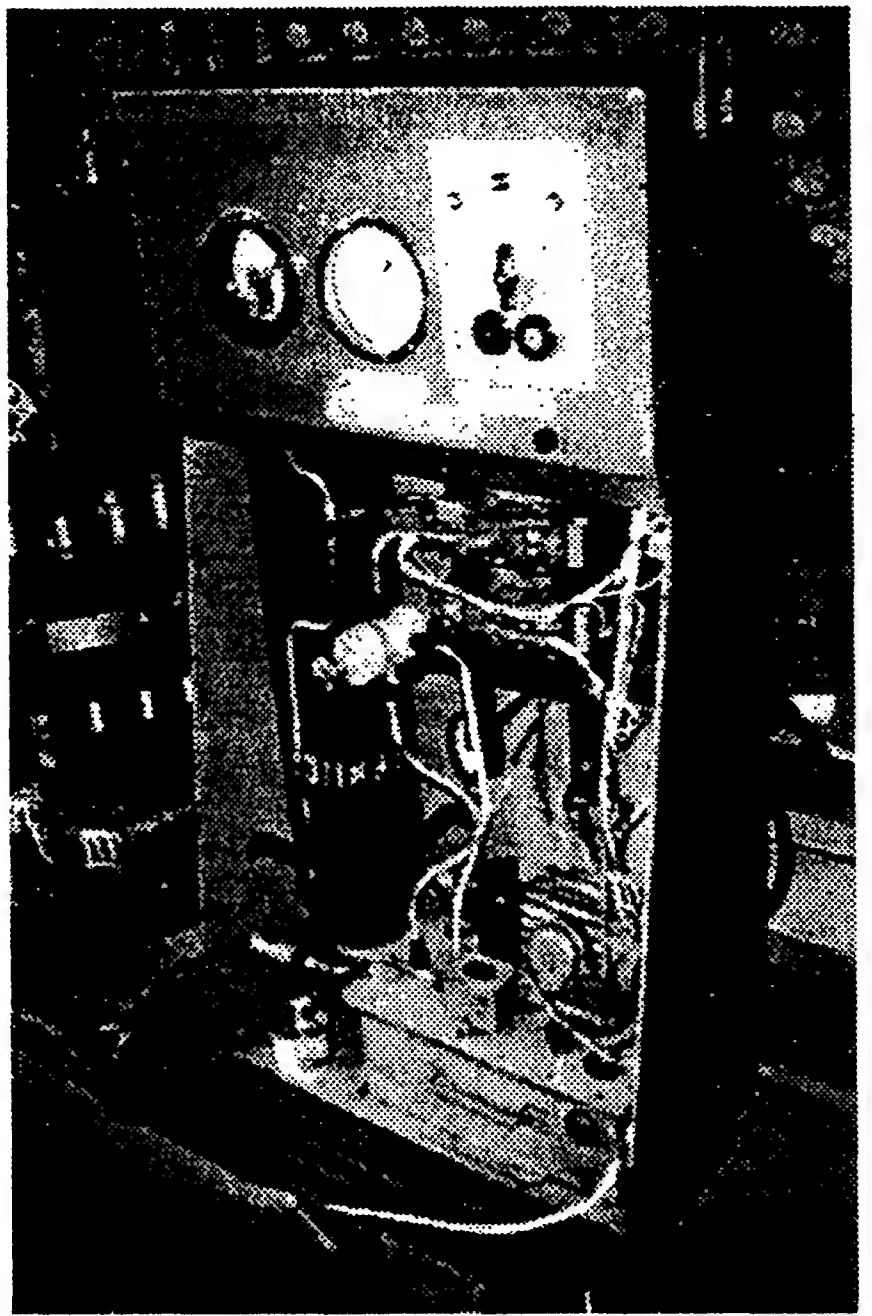
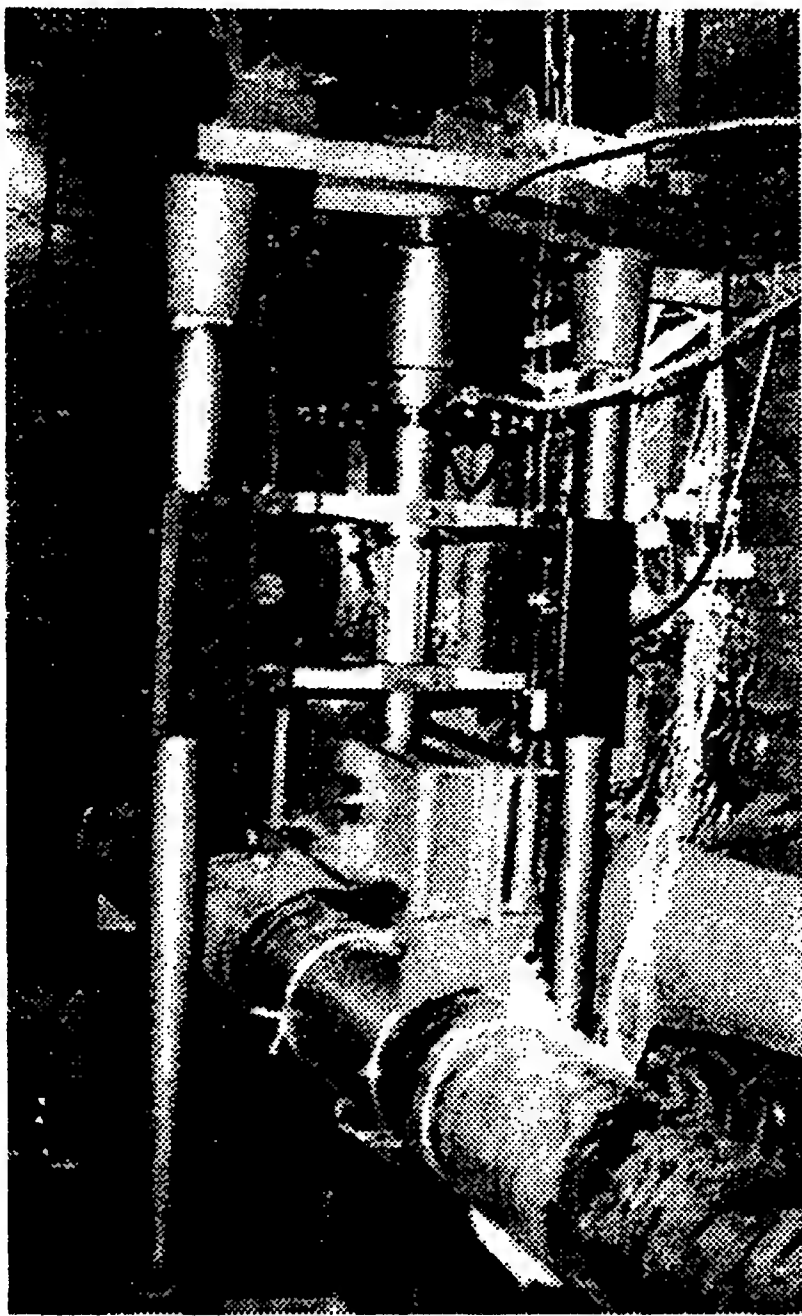


Рис. 97. Образец на испытательном стенде

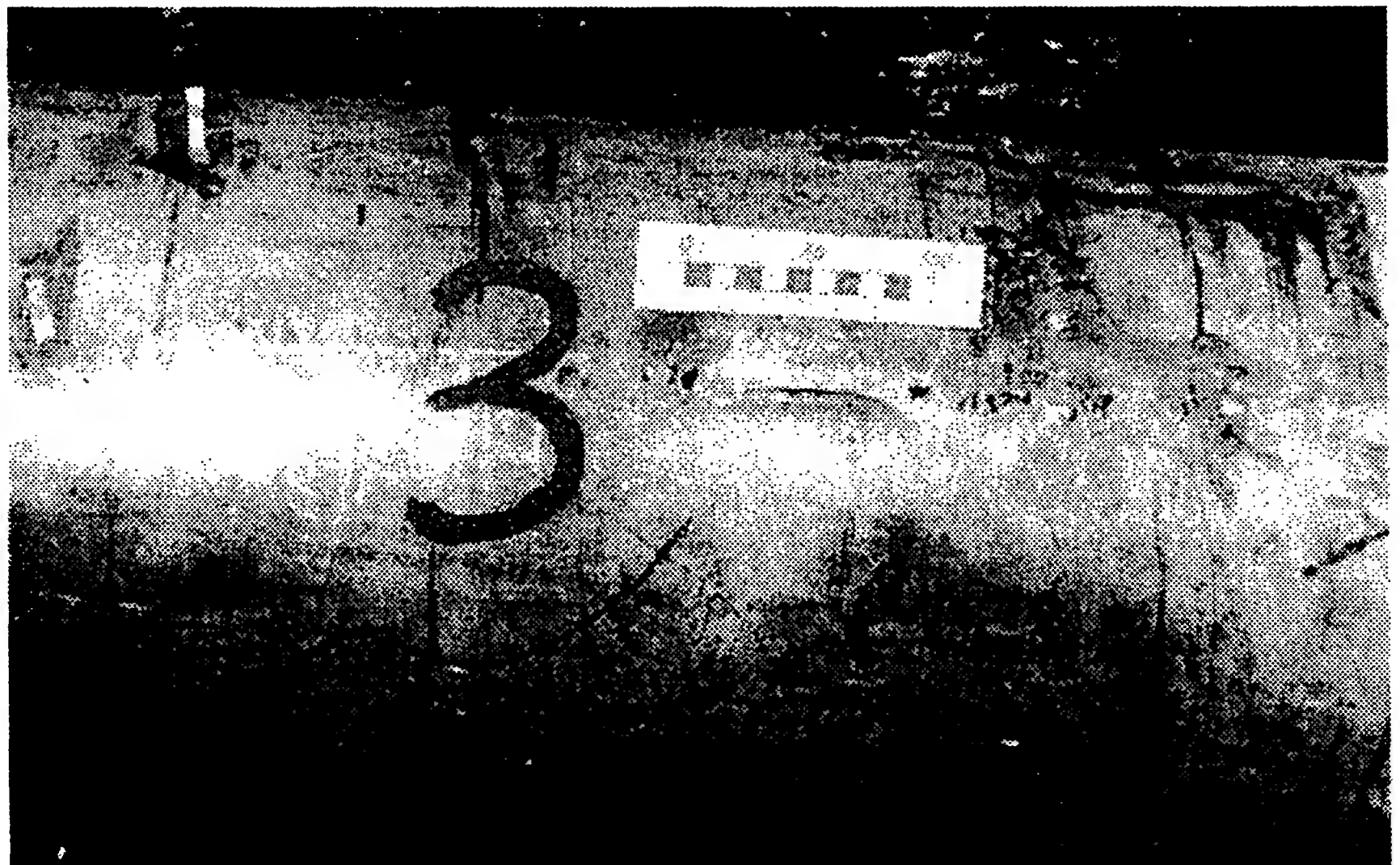


Рис. 98. Труба № 3 после испытаний. Тип разрушения — течь

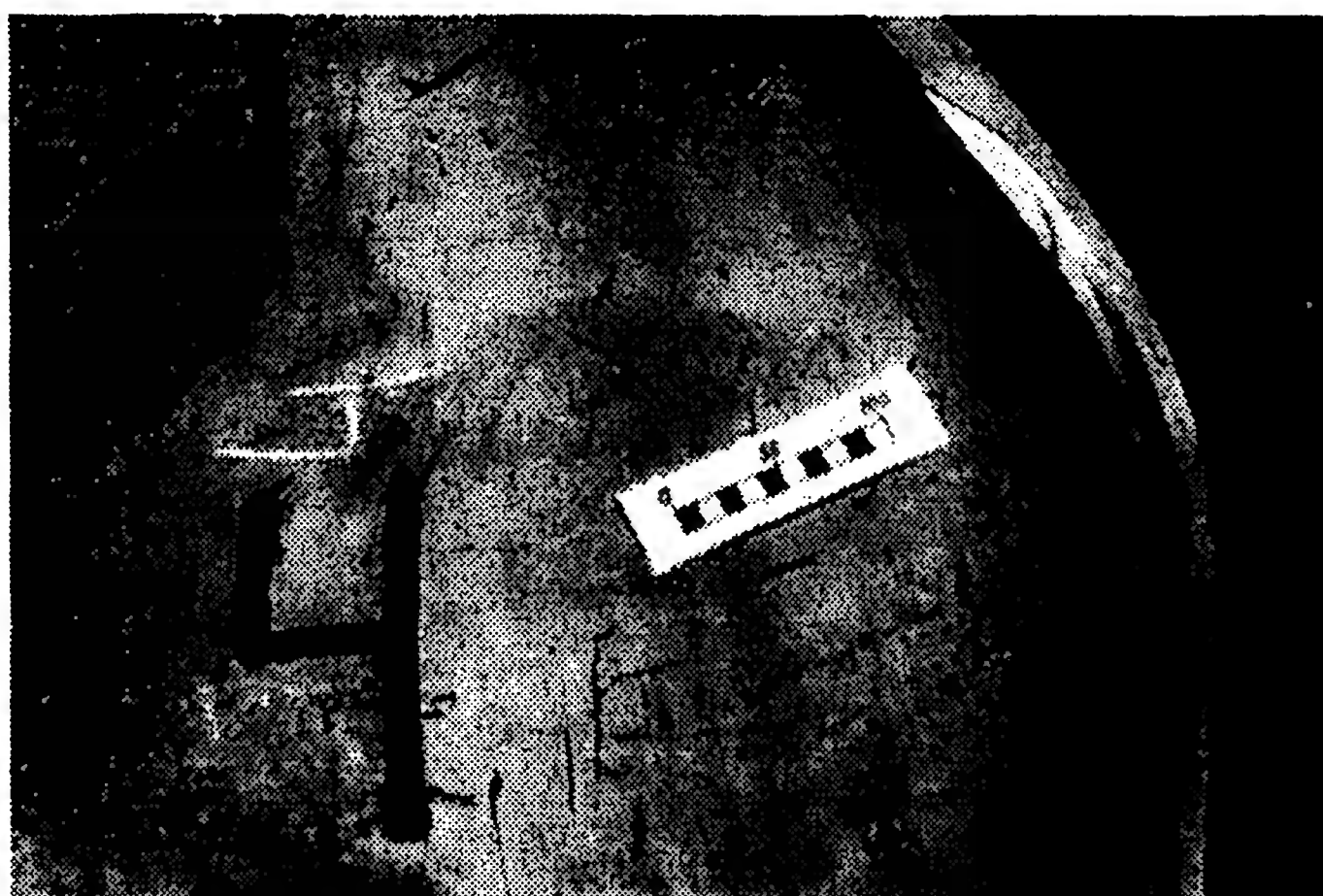


Рис. 99. Труба № 4 после испытаний. Поверхность излома

При изготовлении модели была полностью воспроизведена штатная технология, за исключением последовательности нанесения силовой и антикоррозионной наплавки. Изменение последовательности было вызвано необходимостью закладки в исследуемый стык дефекта.

Поэтому первоначально наносили антикоррозионную наплавку, затем подготавливали кромку под нанесение силовой наплавки. Осуществляли прихватку по кромке кольцевого сегмента, из стали 08Х18Н10Т толщиной 2 мм с углом 60° и длиной (по наружному диаметру) около 165 мм. Щель под сегментом имитиро-

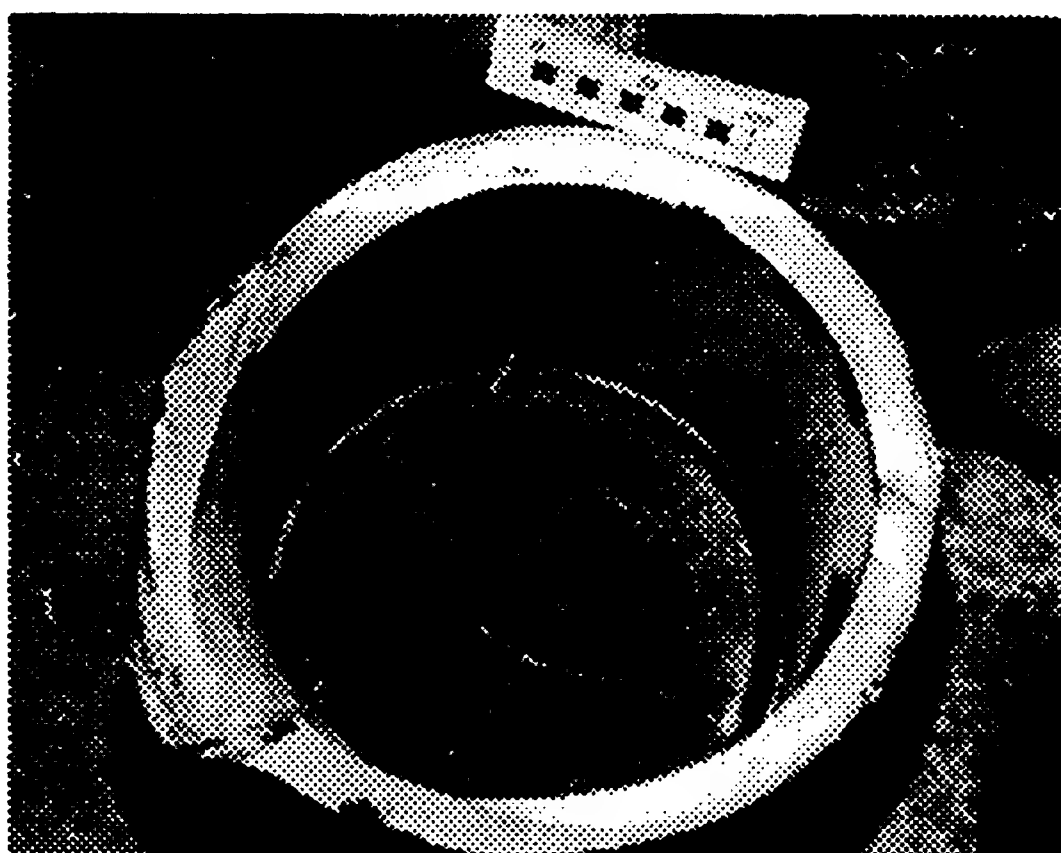
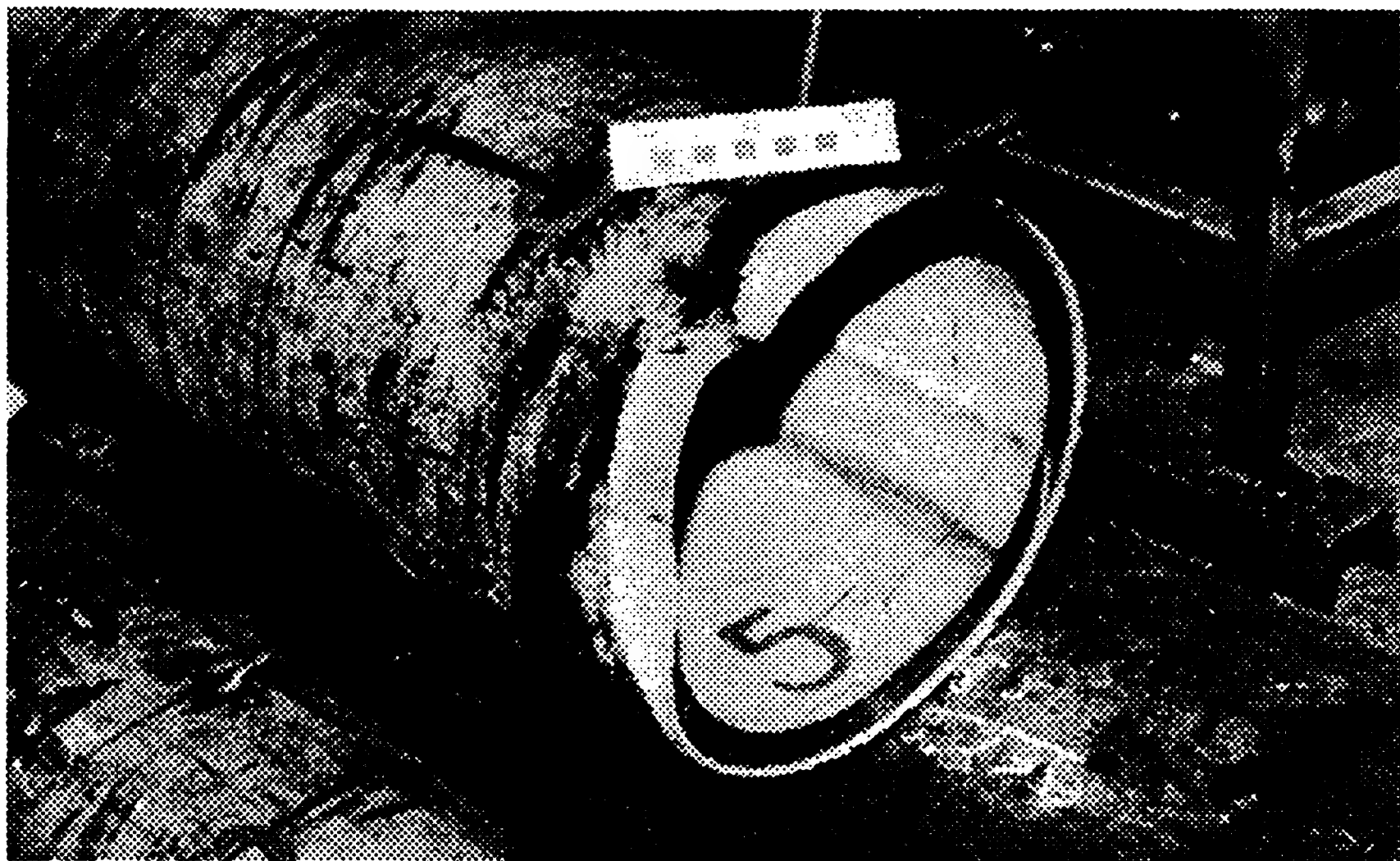


Рис. 100. Труба № 5 после испытаний. Поверхность разрушения

вала трещину. Затем осуществляли наплавку двух слоев силовой наплавки и окончательную механическую обработку кромки.

На рис. 101 показана конструкция исследуемого сварного стыка, а на рис. 102 — размеры «заложенного сегмента», которые и определяют размеры дефекта.

Дальнейшая последовательность и технология изготовления, термообработки и контроля стыка полностью соответствовала заводской технологии изготовления штатного изделия.

Таблица 43. Исходные данные и результаты расчета труб № 3, 4, 5

Номер трубы	Температура испытаний, °С	Геометрия трубы и дефекта			
		Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Глубина дефекта, мм	Длина дефекта, мм град
3	20—36	327	27	19,5	73,8 —
4	20—38	327	27	15,0	247 —
5	20—30	327	27	21,2	— 240

Номер трубы	Механические св-ва				Нагрузка		Характер разрушений	
	A ₅ , %	Z, %	R _{p0,2} , МПа	R _m , МПа	Давление разрушения, МПа		Экспери- ментальный	Расчетный
					Экспери- ментальное	Расчет- ное*		
3	63,0	72,7	258	615	51,0	55,5	Течь	Течь
4	63,0	72,7	258	615	52,8	45,8	Разрыв	Разрыв
5	64,3	79,3	286	618	51,5	57,1	«	Течь

* При $\sigma^* = (R_{p0,2} + R_m)/2$

Таблица 44. Исходные данные и результаты расчета труб № 7, 8

Номер трубы	Темпера- тура ис- пытаний, °С	Геометрия трубы и дефекта				Механические св-ва			
		Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Глубина дефекта, мм	Длина дефекта, град	A ₅ , %	Z, %	R _{p0,2} , МПа	R _m , МПа
7	20	327	27	19,8	105	64,3	79,3	286	618
8	20	327	27	19,8	106	64,3	79,3	286	618

Номер трубы	Нагрузка				Характер разрушений	
	Давление разрушения		Изгибающий момент		Экспери- ментальный	Расчетный
	Экспери- менталь- ное	Расчет- ное* по ф-ле 2.15	Экспери- ментальный, 10 ⁸ Н·мм	Расчет- ный, 10 ⁸ Н·мм		
7	61,8	61,8	61,8	61,8	Течь	Разрыв
8	54,9	54,9	54,9	54,9	«	«

* При $\sigma^* = (R_{p0,2} + R_m)/2$

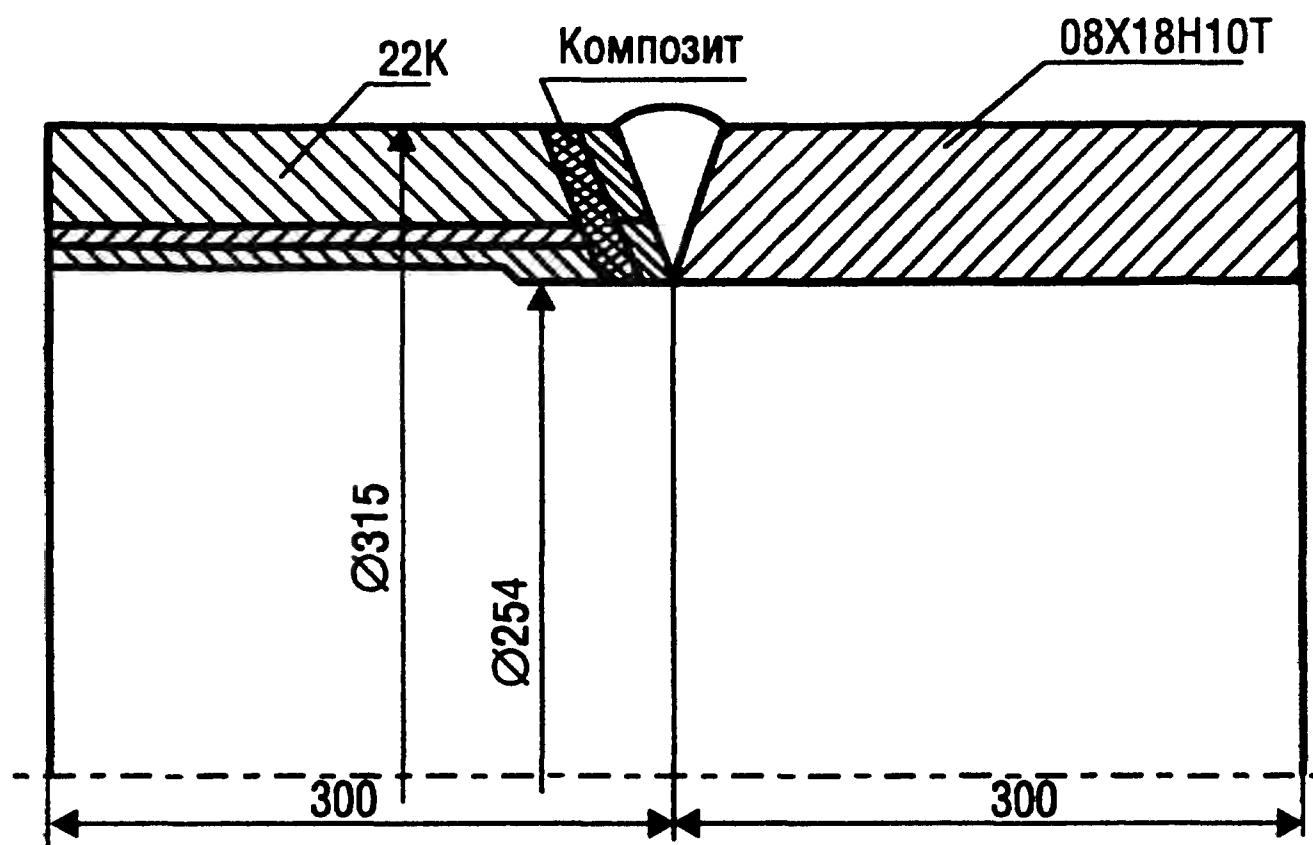


Рис. 101. Конструкция исследуемого сварного стыка с дефектом

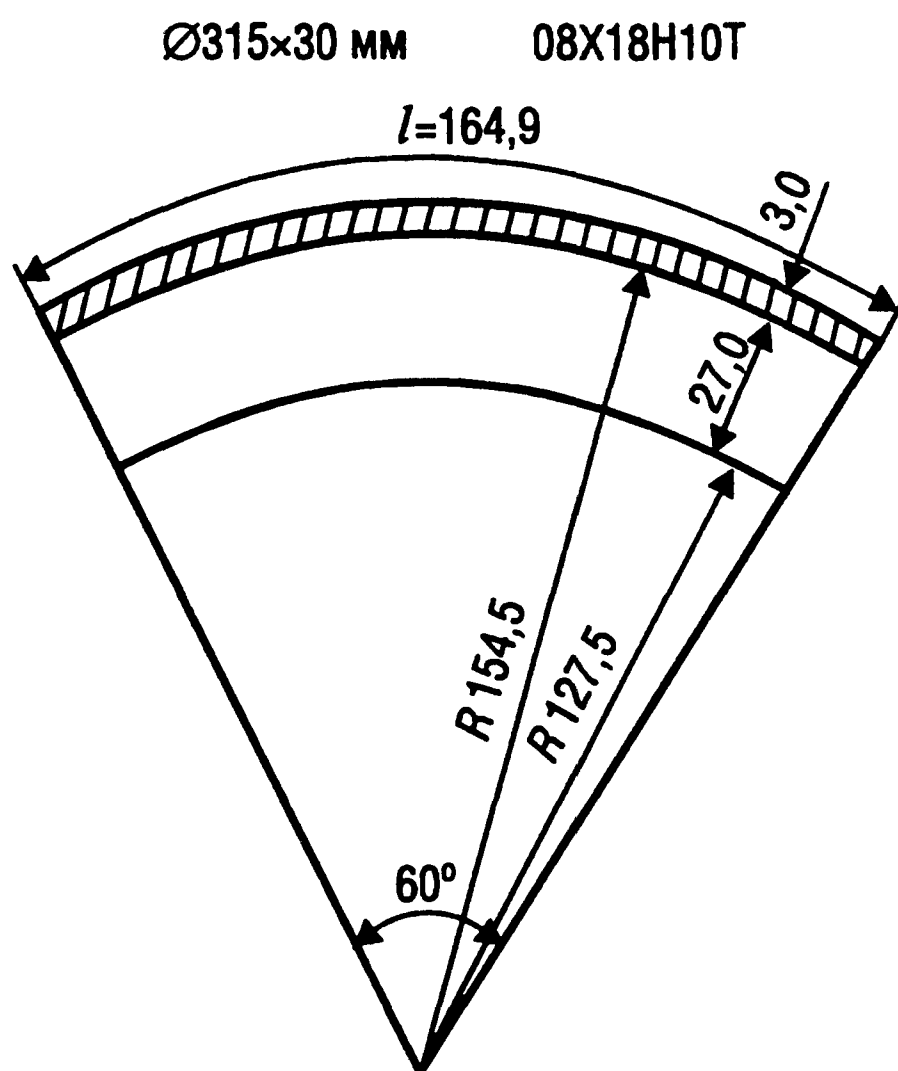
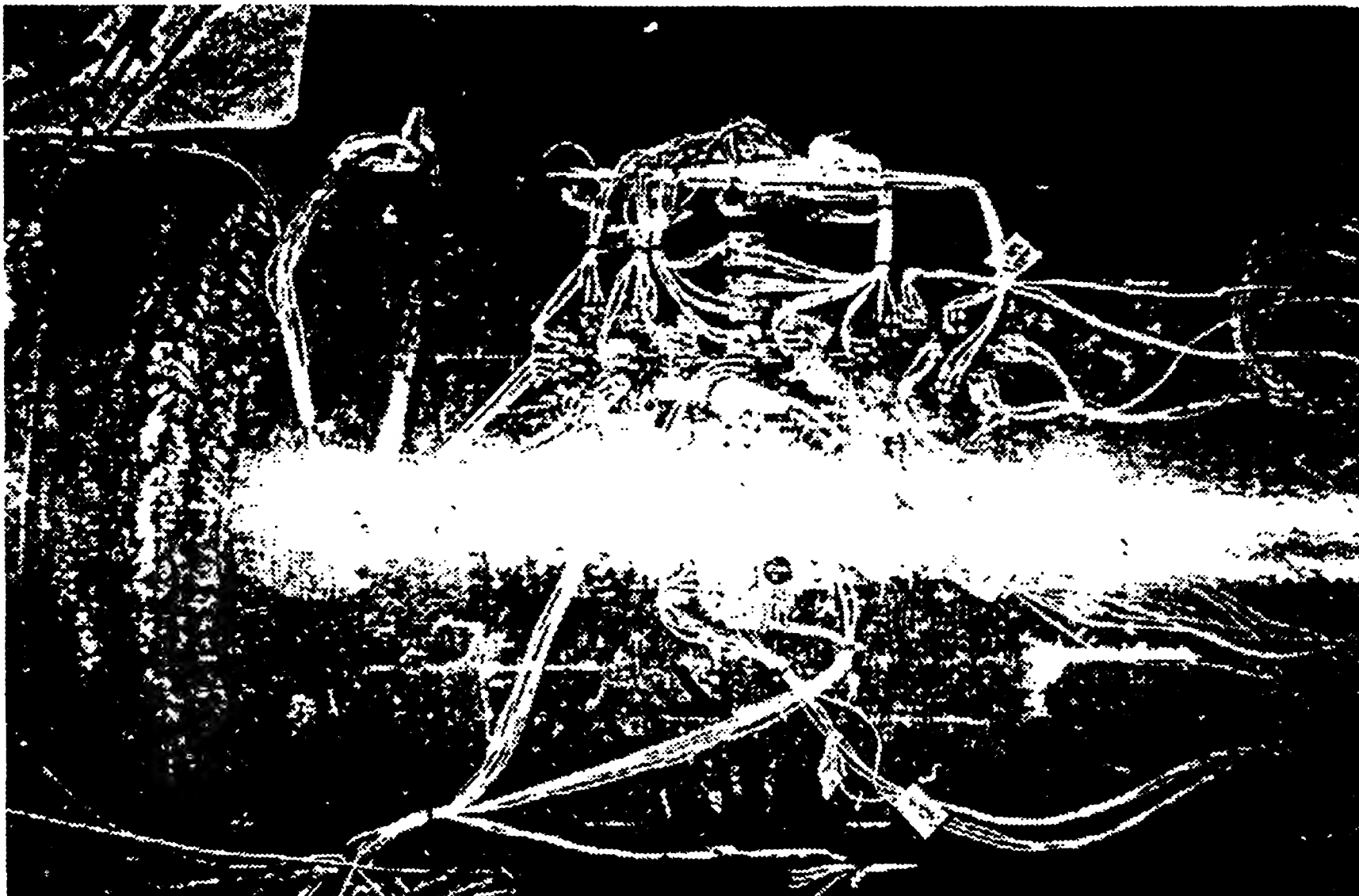
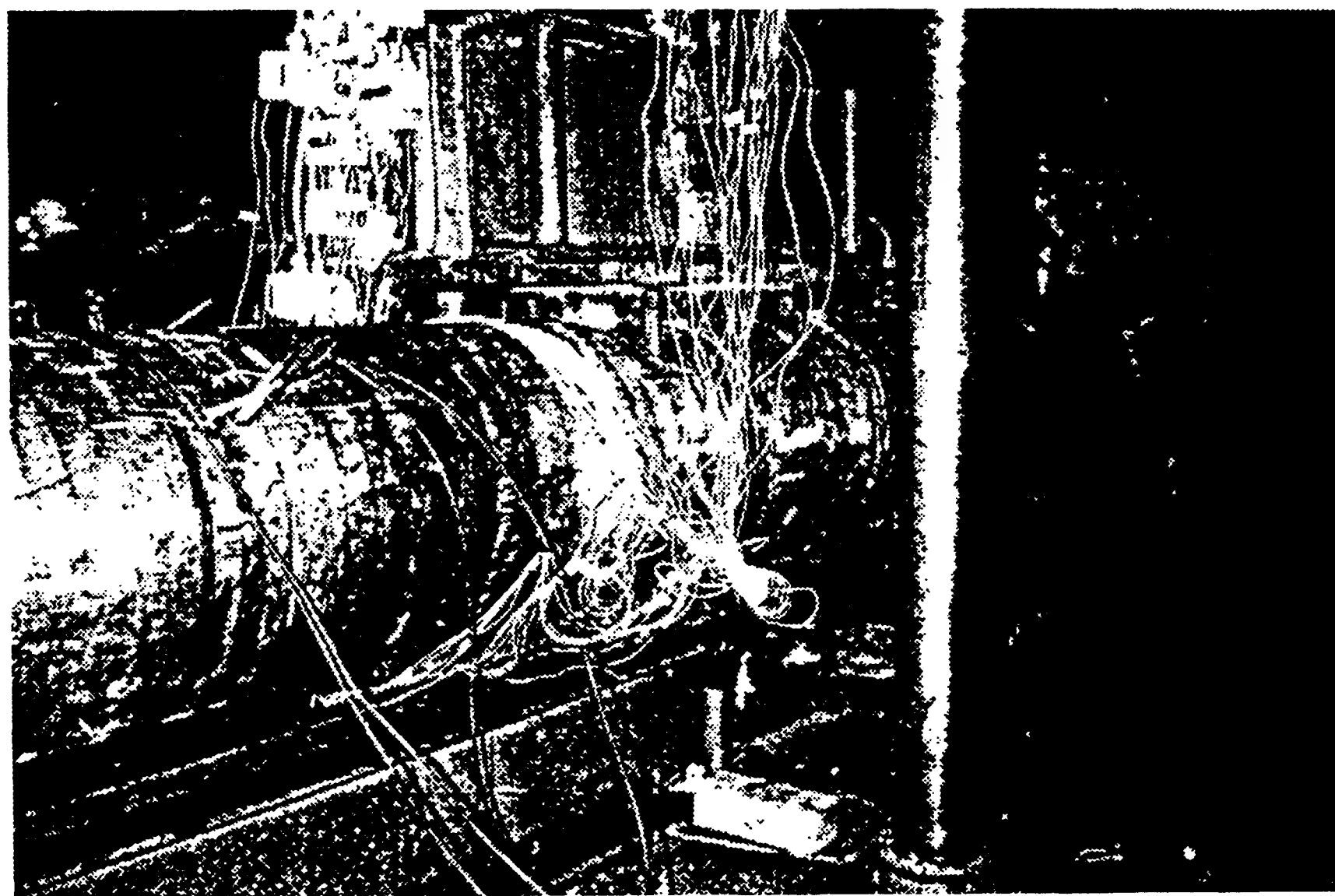


Рис. 102. Размеры «заложенного» сегмента

Подготовку к испытаниям проводили в АО НПО ЦКТИ. Эта подготовка включала изготовление и сварку удлинительных труб и донышек, установку датчика раскрытия трещины в центре дефекта, разметку схемы установки тензорезисторов и окончательную сборку модели. На наружной поверхности модели были наклеены тензорезисторы. Дополнительно в ходе экспериментов осуществляли контроль за развитием дефектов методом акустической эмиссии.



a)



б)

Рис. 103. Модель с композитным сварным швом:
a — внешний вид с установленными тензорезисторами; *б* — образец на стенде



Рис. 104. Труба (образец) после испытаний

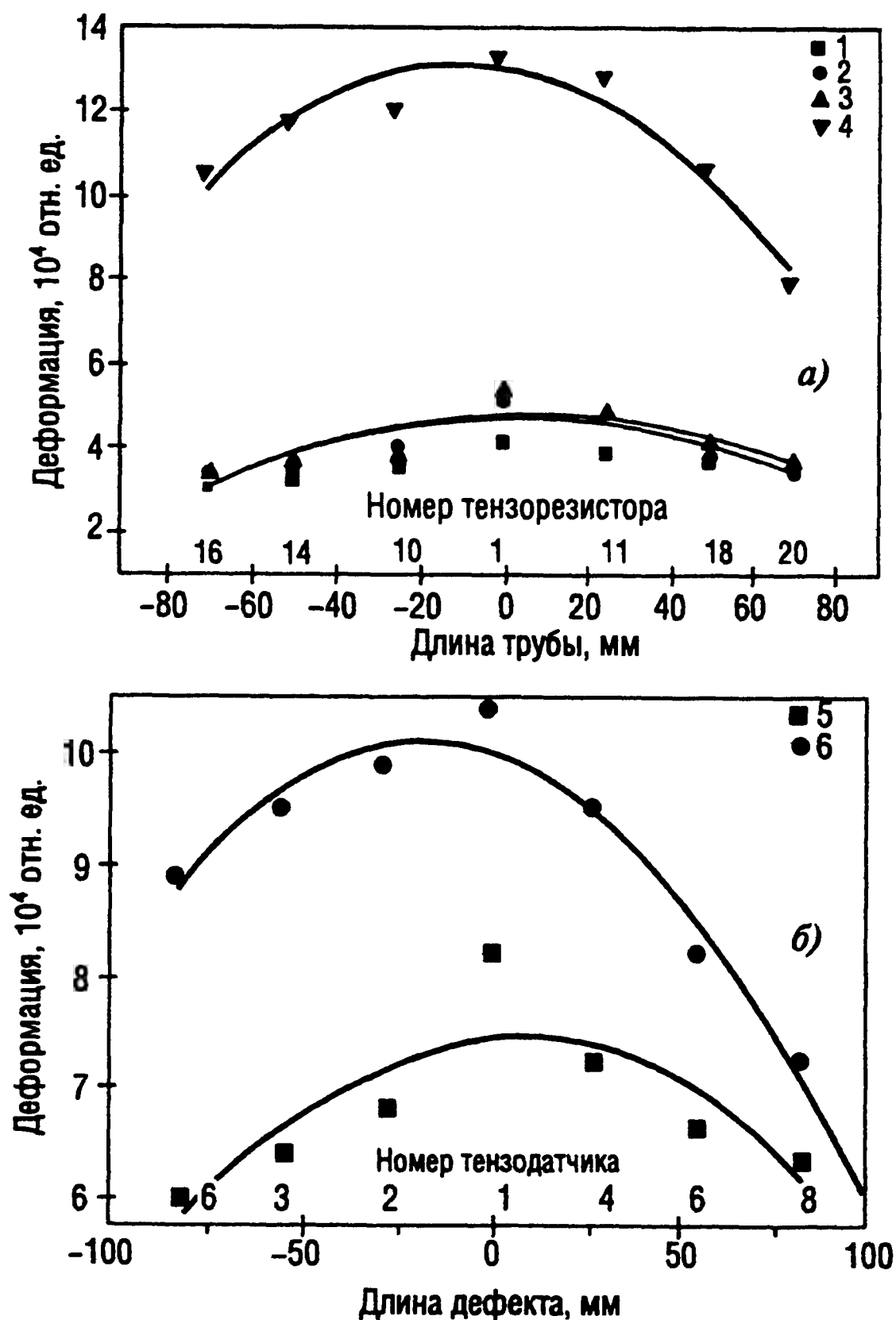


Рис. 105. Распределение деформаций по длине трубы (а) и длине дефекта (б):
 а) 1 — $P = 12,5$ МПа, $F = 15$ т; 2 — $P = 15,0$ МПа, $F = 15$ т; 3 — $P = 18,0$ МПа, $F = 15$ т; 4 — $P = 57,5$ МПа, $F = 30$ т; б) 5 — $P = 17,5$ МПа, $F = 30$ т; 6 — $P = 40$ МПа, $F = 30$ т

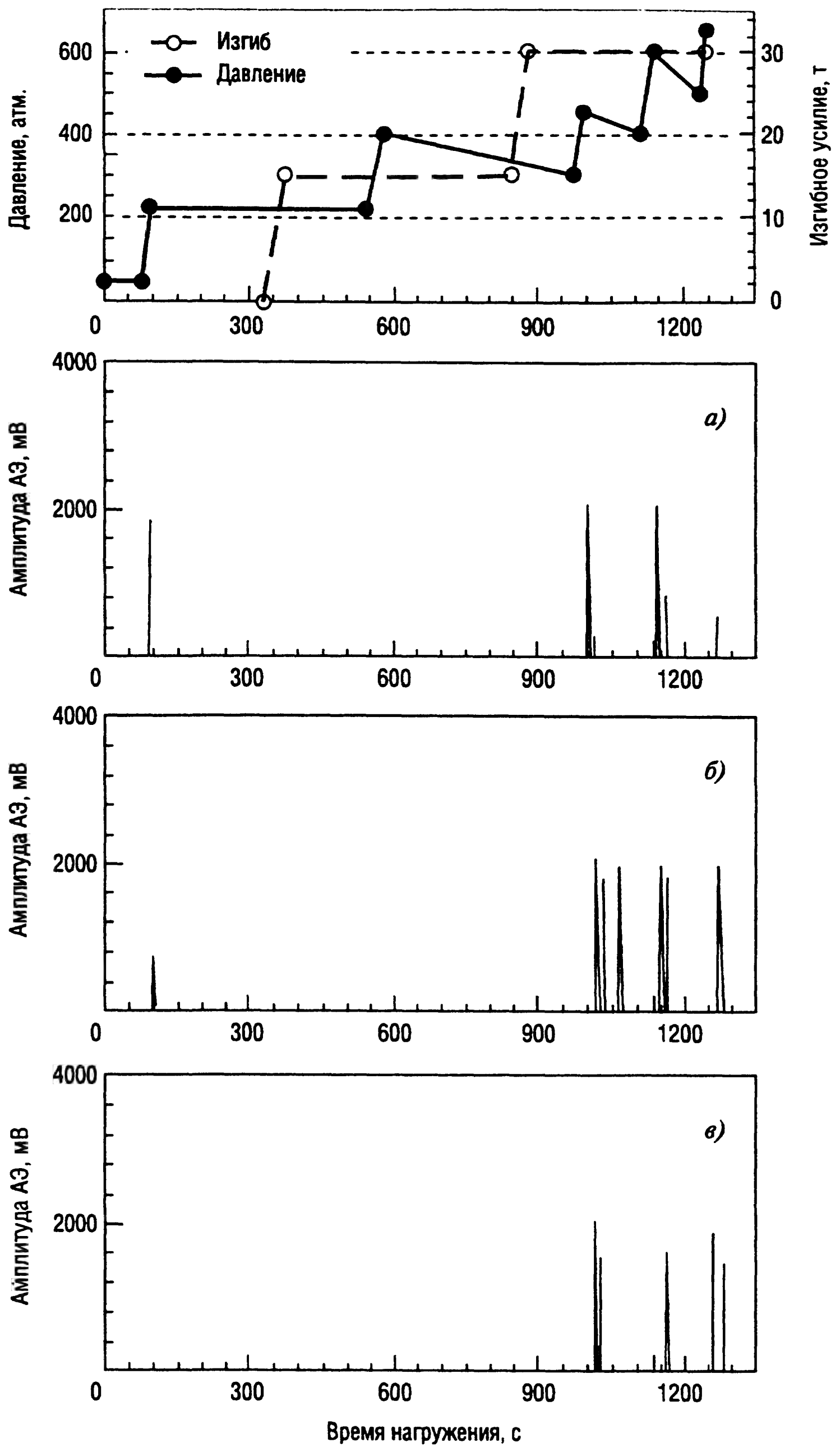


Рис. 106. Результаты контроля акустических сигналов:
а — зона левого фланца; *б* — зона дефекта; *в* — зона правого фланца

На рис. 103 показан внешний вид модели с композитным стыком с тензорезисторами, установленной в испытательной машине для нагружения до разрушения чистым изгибом и внутренним давлением.

В результате расчетов по методике максимальной предельной нагрузки для трубы $\varnothing 310 \times 30$ мм при глубине дефекта $a = 27$ мм и длине дефекта 60° были получены следующие значения разрушающей нагрузки:

$$P = 65 \text{ МПа}; M_{\text{ex}} = 1,89E + 09H \text{ мм.}$$

При проведении эксперимента труба разрушилась по сварному шву в месте приварки донышка к обечайке при значении внутреннего давления $p = 66$ МПа и изгибающем моменте $M_{\text{ex}} = 1,89E + 09H$ мм.

Общий вид модели трубы после испытания показан на рис. 104. Распределение деформации и амплитуды эхо-сигналов показаны на рис. 105—106.

При разрушающей нагрузке составляющие осевого напряжения имели следующие значения: в сечении трубы без дефекта осевое растягивающее напряжение от внутреннего давления равно 120,9 МПа, изгибное напряжение от внешнего изгибающего момента составляет 112 МПа; в сечении с дефектом осевое растягивающее напряжение от внутреннего давления равно 153 МПа, осевое напряжение, вызванное действием изгибающего момента, возникшего из-за эксцентриситета центра тяжести сечения с дефектом под воздействием внутреннего давления, составляет 112 МПа, осевое напряжение от внешнего изгибающего момента равно 186 МПа.

Таким образом, выполненные экспериментальные исследования подтвердили, что практически при том же значении изгибающих напряжений от внешнего изгибающего момента, которые были приняты при планировании эксперимента, запас по давлению составил не менее 3,6, и при этом разрушения по дефекту не произошло.

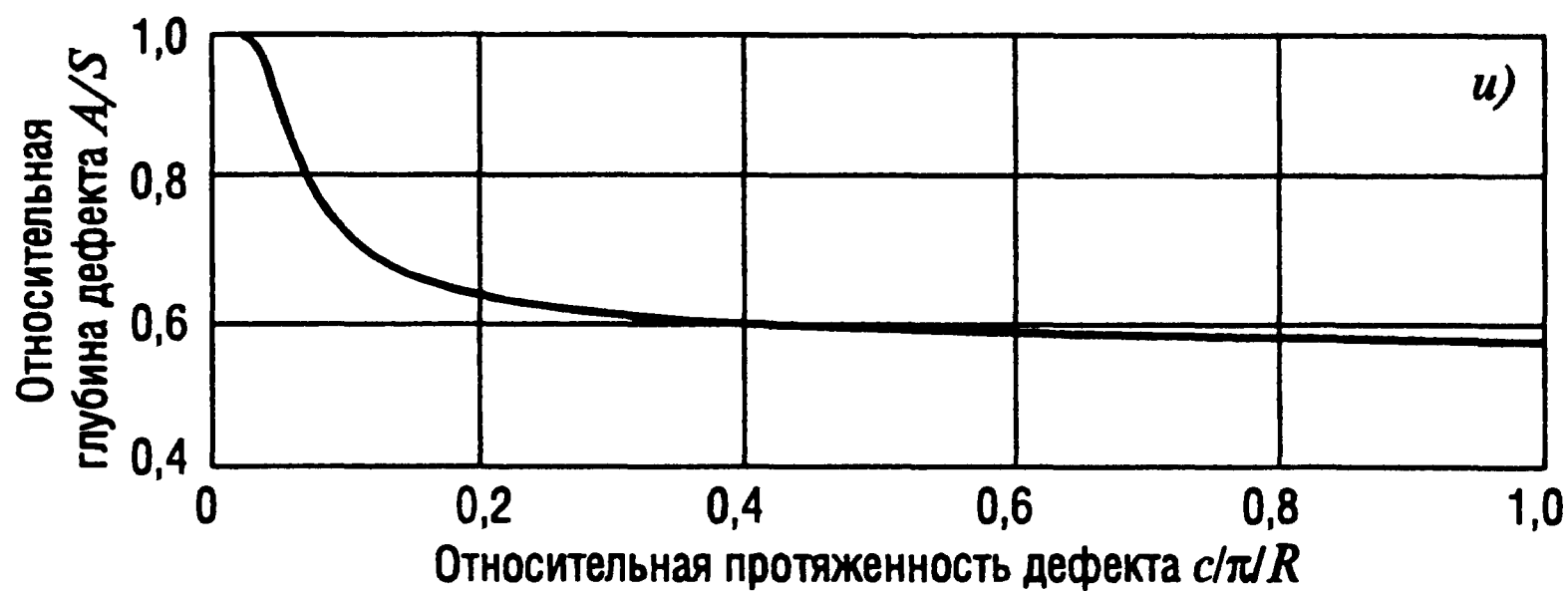
2.9. Определение критических размеров сквозных трещин

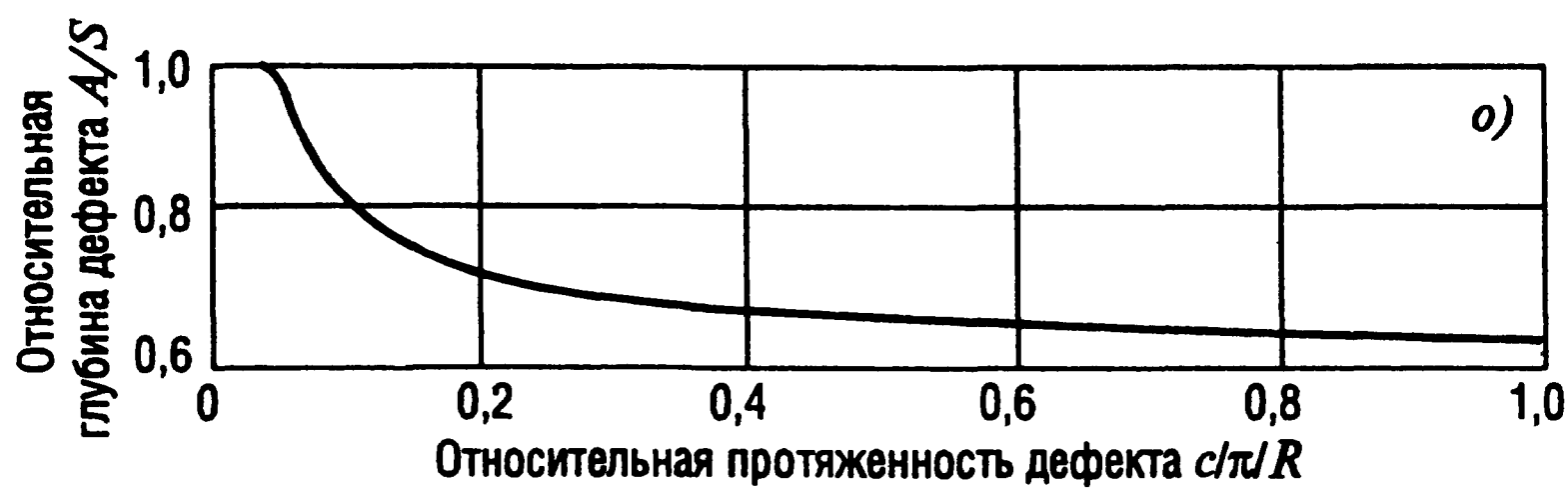
При определении критических размеров сквозных трещин использовали формулы методики предельных пластических состояний в соответствии с разд. 1.4. При расчете принимали:

Таблица 45. Результаты расчета критических размеров сквозных трещин в ГЦТ Ду 500 и Ду 200

Режим	Тип трубы	Номер сварного шва	<i>D</i> , мм	<i>S</i> , мм	<i>R_{P0,2}</i> , мм	<i>S_A</i> , МПа	<i>S_B</i> , МПа	<i>S_T</i> , МПа	<i>C/P_R</i> , кольцевой дефект	<i>C/P_R</i> , продольный дефект	<i>2_{скр}</i> , мм (коль- цевой)	<i>2_{скр}</i> , мм (про- дольный)
НУЭ	Дыхательный трубопровод КО, правая нитка	4	209	19,5	177	39,2	88,0	85,2	0,3 0,386	0,075 0,077	196 253,4	49,2 50,5
		22	209	19,5	177	38,0	45,4	85,2				
	ГЦТ Петля 1	7	496	32	177	45,2	31,7	95,3	0,390	0,041	607,7	63,8
	ГЦТ Петля 2	18	496	32	177	45,5	36,0	95,3	0,381	0,041	593,6	63,8
	ГЦТ Петля 3	29	496	32	177	45,2	35,3	95,3	0,388	0,041	604,6	63,8
	ГЦТ Петля 4	40	496	32	177	45,2	32,0	95,5	0,388	0,041	604,6	63,8
НУЭ + МРЗ	ГЦТ Петля 5	51	496	32	177	45,2	32,0	95,3	0,388	0,041	604,6	63,8
	ГЦТ Петля 2	18	496	32	177	47,1	134,7		0,202	—	167	—
	Дыхательный трубопровод	4	209	19,5	177	40,7	110,6		0,255	—	314,7	—







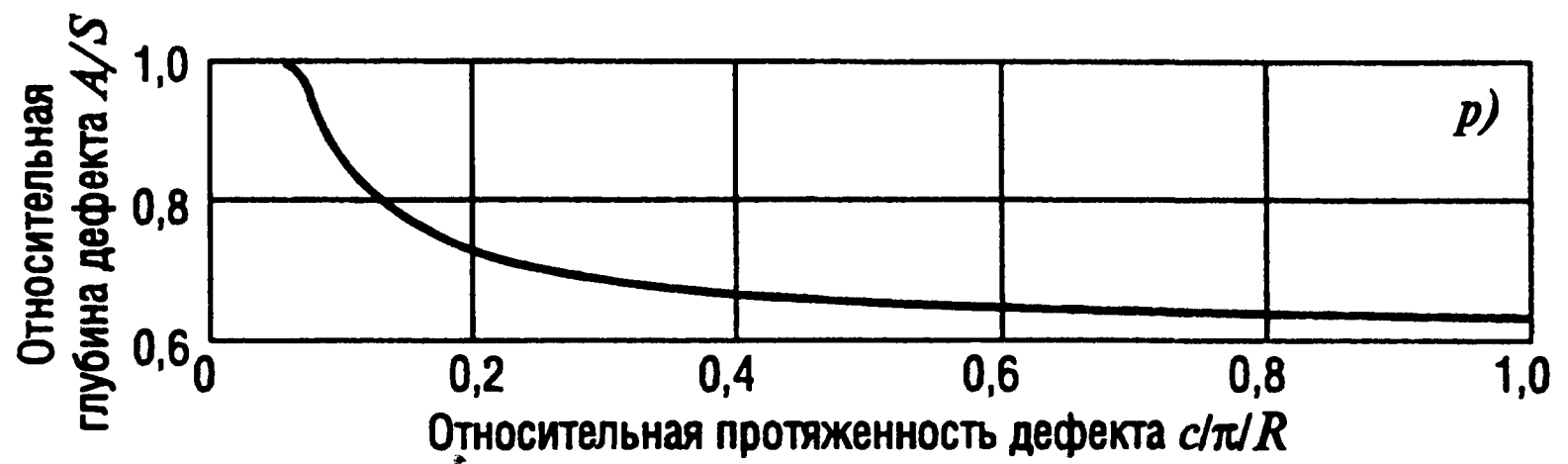


Рис. 107.

Рис. 107. Результаты расчета критических размеров трещин:

Трубопровод	Номер петли	Номер шва	Условия эксплуатации	Ориентация дефекта	Рис.
ГЦТ	1	7	НУЭ	Кольцевая	<i>а</i>
	2	18	«	«	<i>б</i>
	3	29	«	«	<i>в</i>
	4	40	«	«	<i>г</i>
	5	51	«	«	<i>д</i>
	6	56	«	«	<i>е</i>
Дыхательный	—	22	«	«	<i>ж</i>
	—	4	«	«	<i>з</i>
ГЦТ	1	7	«	Продольная	<i>и</i>
	2	18	«	«	<i>к</i>
	3	29	«	«	<i>л</i>
	4	40	«	«	<i>м</i>
	5	51	«	«	<i>н</i>
	6	56	«	«	<i>о</i>
Дыхательный	—	22	«	«	<i>п</i>
	—	4	«	«	<i>р</i>
ГЦТ	2	18	НУЭ + МРЗ	Кольцевая	<i>с</i>
Дыхательный	—	4	«	«	<i>т</i>

$$R_F^T = 1,2 R_{P0,2}^T; \quad n_a = n_c = 1.$$

Кинетику несплошностей рассчитывали с помощью методов линейной механики разрушения в соответствии с формулами разд. 1.5. При этом не учитывали торможение (ускорение) роста несплошностей от перегрузок различного цикла, а также вследствие пересечения линий сплавления сварных швов, границ слоев в многослойном материале. Принимали $m = 2,9$; $c = 4,02 \cdot 10^{-11}$. Влияние воды теплоносителя учитывали коэффициентом 10.

Результаты расчетов представлены в виде графиков на рис. 107 (*а—т*) и в табл. 45. Там же указаны исходные данные и номера сварных швов, для которых проводили расчеты. Режим (НУЭ + МРЗ) рассчитывали с учетом дополнительных опор. Из приведенных данных следует, что для всех расчетных случаев существует сквозной дефект размером больше нуля.

Для режима НУЭ минимальное значение сквозной трещины в поперечном направлении оси трубопровода Ду 500 получено для

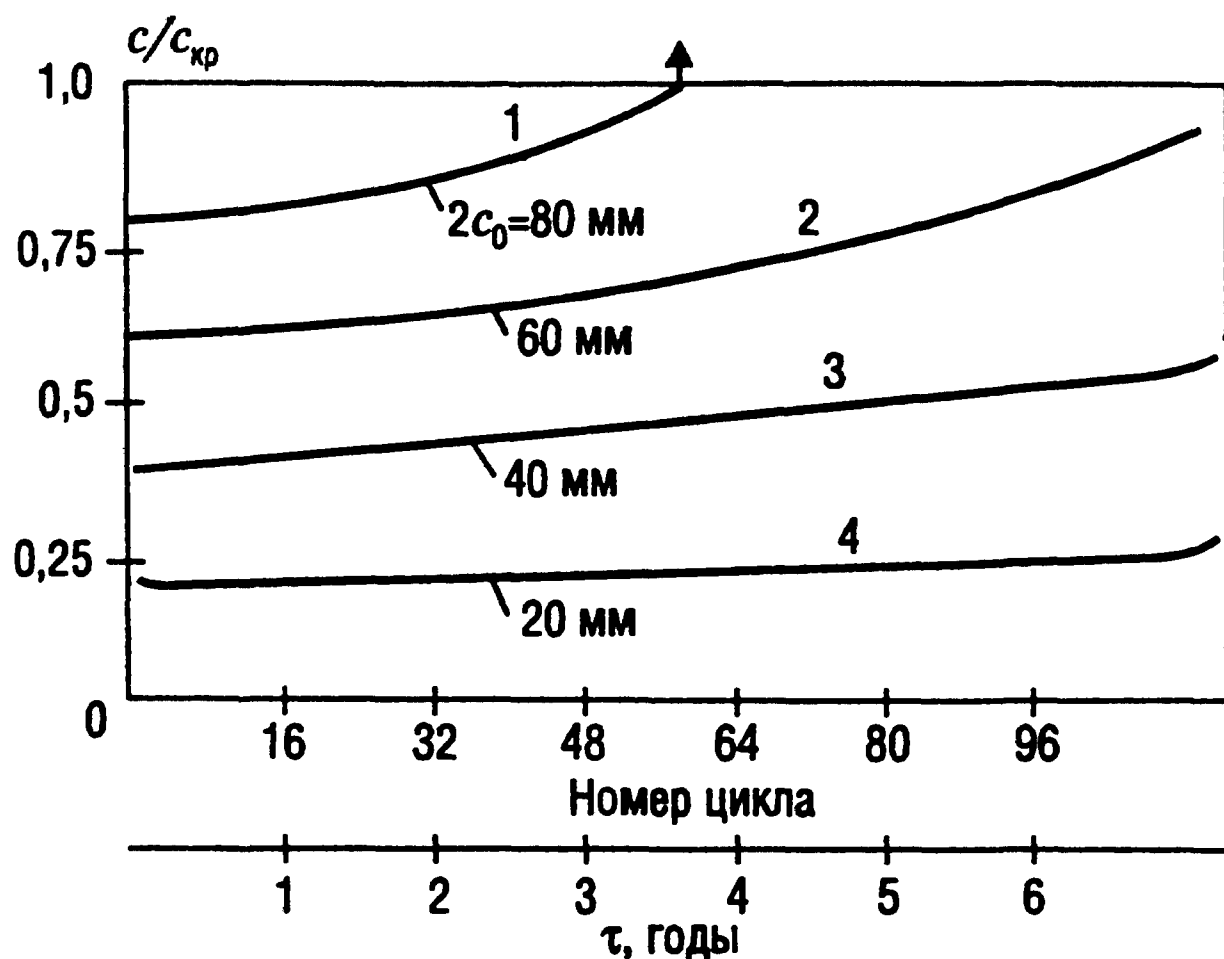


Рис. 108. Кинетика роста сквозных трещин в ГЦТ Ду 500, мм:
 $2c_0 = 80$ (1), 60 (2), 40 (3), 20 (4)

сварного шва № 56 петли № 6: $2c_{кр} = 586,9$ мм; для Ду 200 шов № 4: $2c_{кр} = 196$ мм.

Для режима (НУЭ + МРЗ) минимальное значение сквозной трещины соответствует сварному шву № 18 для Ду 500: $2c_{кр} = 304$ мм и сварному шву № 4 для Ду 200: $2c_{кр} = 165$ мм.

В соответствии с «Техническими требованиями по применению концепции ТПР...» для подтверждения стабильности трещины вводится запас $n_c = 2$ по длине трещины

$$[2c] = 2c_{кр}/2 = c_{кр}$$

и запас Δc_N на величину роста трещины в течение 1 года до критического размера:

$$[2c] = 2c_{кр} - \Delta c_N.$$

Результаты расчета кинетики сквозных трещин показаны на рис. 108.

Видно, что скорость роста сквозных дефектов невысока. Принимая, что за год произойдет 10 циклов нагружения можно оценить, что Δc_N составит не более 10% размера критического дефекта. Таким образом, запас $n_c = 2$ является более жестким, чем запас на рост трещины в течение 1 года эксплуатации.

Анализ уравнений для расчета критических значений трещин показывает, что в области больших напряжений, близких к $R_{p0,2}$,

увеличение напряжений в $n_s = 1,4$ раз приводит к уменьшению размера критической сквозной трещины меньше, чем n_s раз. В случае если соблюдается условие, $1,4(\sigma_m + \sigma_b) \leq R_F$, запас на длину трещины $n_c = 2$ является более жестким, чем запас 1,4 по нагрузке.

Таким образом, для режима НУЭ минимальный размер стабильной течи определяется трещиной размером:

$$[2c] = 2c_{кр}/2 = 293 \text{ мм}$$

Для режима (НУЭ + МРЗ) —

$$[2c] = 152 \text{ мм.}$$

2.10. Методы контроля течей на Нововоронежской и Кольской АЭС

2.10.1. Контроль течей по влажности

Для контроля течей по влажности используется одноканальный цифровой гигрометр «Волна-1М» поставки иркутского завода «Эталон».

Гигрометр предназначен для измерения относительной влажности воздуха и представляет собой сорбционно-частотный прибор.

Технические данные гигрометра «Волна-1М» в соответствии с паспортными данными:

1. Диапазон измерений относительной влажности от 0 до 99,9% при температуре 0 до +60 °С.

2. Основная абсолютная погрешность гигрометра не превышает $\pm 1,5$ % относительной влажности.

3. Время начала реагирования не превышает 5 с.

Гигрометры «Волна-1М» установлены в центральном зале и вентиляционном коридоре В-2 на каждом из блоков III и IV НВАЭС.

В ЦЗ отбор пробы осуществляют по импульсной трубке диаметром 6 мм, $l = 3,5$ м мембранным побудителем расхода МПР1-68 из-под колпачного пространства с расходом 12 л/мин. Транспортное запаздывание по доставке пробы к чувствительному элементу датчика прибора составляет 5 с.

На вентсистеме В-2 датчик установлен непосредственно на венткоробе. Расход интегральной течи может быть определен расчетом с учетом текущего значения относительной влажности контролируемой пробы.

Оценим количество воды, приходящейся на 1% относительной влажности.

По диаграмме влажного воздуха [73] и таблице абсолютной влажности [74] устанавливаем, что при $P = 760$ мм. рт. ст. и $T = 55$ °С в 1 м³ воздуха при 100%-ной влажности содержится 96 г воды.

Класс точности влагомера «Волна-1М» составляет 1,5% диапазона измерения.

В связи с отсутствием паспортных данных по чувствительности влагомера «Волна-1М» принимаем, что чувствительность средства измерения должна быть не хуже половины класса точности, т. е. 0,75% диапазона измерения.

Так, если на 1% влажности приходится 0,96 г воды в 1 м³ влажного воздуха, то на 0,75% будет приходиться 0,72 г воды.

Оценим величину протечки, которую «почувствует» влагомер типа «Волна-1М», установленный в системе вентиляции В-2.

Объем герметичных помещений III или IV блока составляет 13 910 м³.

Следовательно, количество влаги, которое должно содержаться в герметичных помещениях, чтобы влагомер «почувствовал» изменение влажности в гермообъеме III или IV блока составляет:

$$13\,910 \times 0,72 = 10\,015,2 \text{ г.}$$

Так как в гермопомещениях работают вентиляторы системы В-2, суммарный расход которых равен 9300 м³/ч, кратность воздухообмена гермообъема составляет:

$$9300 : 13\,910 \approx 0,7.$$

Минимальное количество воды в гермообъеме III или IV блока, регистрируемая влагомером «Волна-1М», установленным в системе В-2 составляет: $10\,015,2 \times 0,7 = 7010,64$ г. С учетом неравномерности распределения влажности в гермообъеме можно взять коэффициент 10.

Таким образом, минимальная протечка теплоносителя первого контура в гермообъеме III или IV блока, регистрируемая влагомером «Волна-1М», установленным в системе В-2 составляет 70 л/ч.

2.10.2. Контроль течей аппаратурой радиационного контроля

Системы радиационного контроля (СРК) установлены в герметичных помещениях III, IV блоков НВАЭС и I, II блоков Ко-

ЛАЭС. Далее дано описание СРК и расчет минимально регистрируемой течи на примере I, II блоков КолАЭС.

Газовая активность в герметичных помещениях контролируется датчиками стационарной установки РК «Система». Аппаратура радиационного контроля (блоки детектирования ДБГ-1 и ДБГ-2 аттестованы на измерение суммы ИРГ). Ежегодная метрологическая проверка проводится по твердым источникам с учетом коэффициентов, полученных при государственной аттестации, проведенной ВНИИФТРИ по «реальному газу».

Аппаратурой СРК первой очереди АЭС осуществляется постоянный контроль активности ИРГ в вентсистеме В-2, помещения А-002, А-004/1, А004/2.

Периодический контроль активности ИРГ осуществляется в помещениях А-002 (6 точек контроля), А-102 (9 точек контроля), А-206, А-106, А-013, А-001, А-207, А-008, А-308, А-502. Периодичность контроля 1 раз в 4 часа.

Из опыта эксплуатации следует, что аппаратура СРК 1-й очереди уверенно фиксирует неплотность на оборудовании ГЦК, но не указывает места ее расположения. Источник ищут с помощью переносных приборов или шланга, присоединенного к штатной линии контроля. Результаты неоднократно проводимого поиска источников газовой активности в герметичных помещениях показывают, что, как правило, удается обнаружить источники не связанные с видимой течью теплоносителя, налетами бора, испарением, т. е. носящие характер газовой неплотности.

При наличии газовой активности в герметичных помещениях отмечается тенденция распределения концентрации ИРГ по высоте. Чем выше точка отбора, тем выше концентрация ИРГ. Как правило, все точки забора газоаэрозольного контроля установки «СИСТЕМА» размещены в верхней части помещения.

Граничные условия и предпосылки при определении чувствительности принимали следующие:

Система герметичных помещений рассматривается как совокупность трех объемов: подколпачное пространство (А-111), бокс ПГ и смежные помещения (А-002), палуба ГЦН (А-102).

Ход процесса поступления активности протечки-дегазации.

Поступление ИРГ происходит за счет 100%-ной дегазации протечки. Процессы на фазовой границе не рассматриваются.

Процесс течи — стационарный с началом в нулевой момент времени.

Режим работы вентиляции — стационарный.

Процессами радиоактивного распада пренебрегаем в связи с большим временем полураспада основных радионуклидов ($T_{1/2} \gg$ периода воздухообмена).

Размешивание поступившего в помещение радиоактивного газа — полное и мгновенное.

При расчете учитывали время доставки газовой среды от места отбора до блоков детектирования установки «Система». Переходные процессы в самом блоке детектирования не рассматривались.

При расчете принимали следующие исходные данные.

Расход в пробоотборной линии периодического контроля — 29 м³/ч (скорость потока 315 см/с). Длина линии контроля от 50 до 200 м. Время доставки пробы до блоков детектирования для линии контроля В-2 — 40 с, А-111 — 65 с, А-102 — 25 с.

Диапазоны измерения блоков детектирования ДБГ-1 от 4Е-8 до 4Е-5 Ки/л ДБГ-2 от 3Е-9 до 7Е Ки/л.

Для расчета приняли значение активности теплоносителя по сумме ИРГ $g = 1\text{Е-}4$ Ки/л. Характеристика помещений и вентсистемы следующая:

Помещение	Объем помещения, м ³	Вентсистема	Производительность из помещения, м ³ /ч
А-002 + связанные помещения	11 000	В-2	10 000
А-111	160	В-2	8000
А-102	2900	В-4	45 000

Расчет осуществляли численными методами, пошагово с периодом 1 с, с учетом сделанных предпосылок и исходных данных. Расчет проведен для протечек теплоносителя 1, 10, 100 кг/ч по формуле

$$a = a_0 + \frac{\int_0^1 (mg - av) dt}{V},$$

где a — объемная активность воздуха в помещении, Ки/л; V — объем помещения, м³; v — производительность вытяжки, м³/ч; g — активность теплоносителя по сумме ИРГ, Ки/л; m — протечка, кг/ч; t — время.

Результаты расчета показаны на рис. 109—111 в графическом виде отдельно для каждого помещения. На диаграммах также

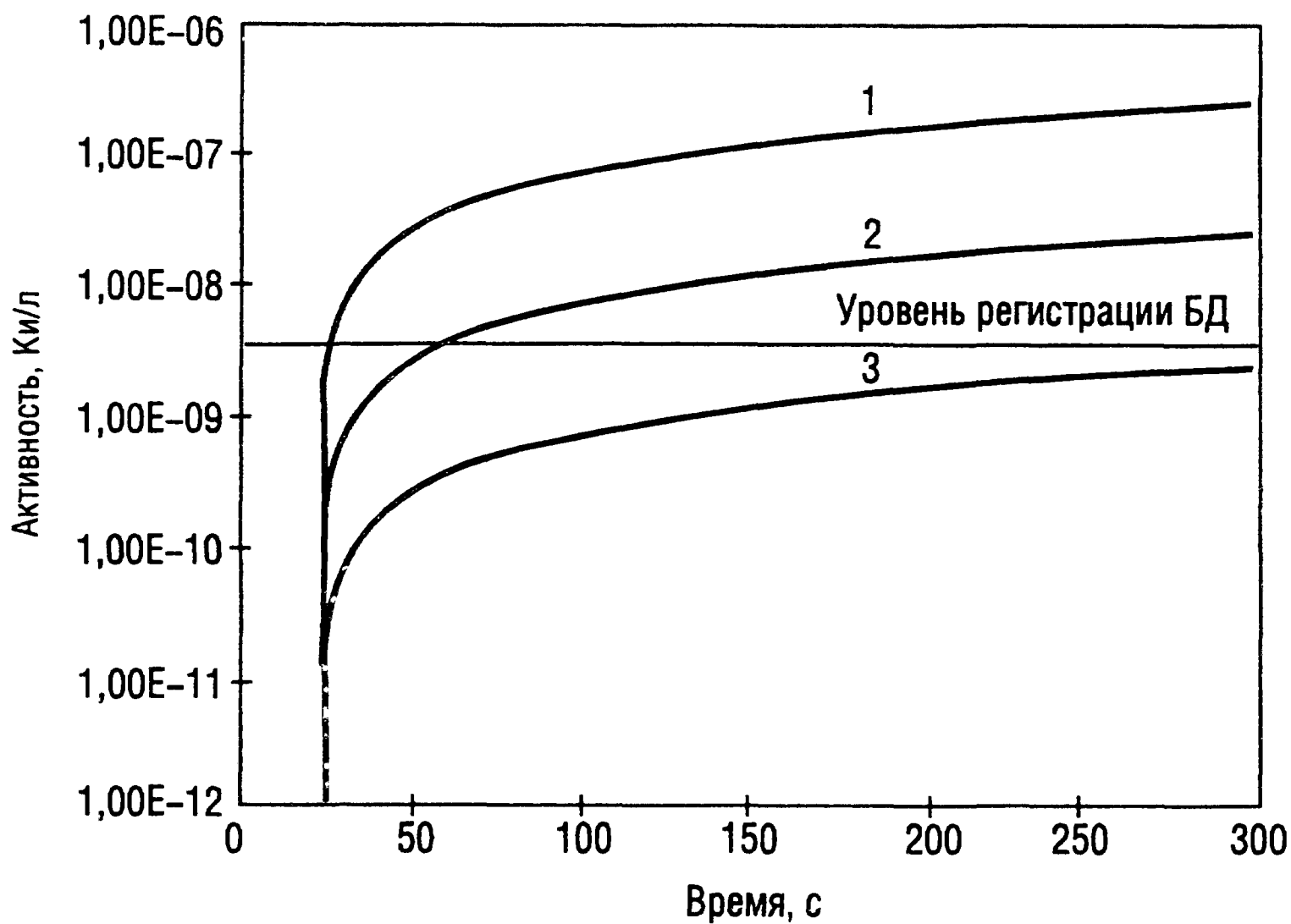


Рис. 109. Расчетное значение активности ИРГ в воздухе помещений А-102:
1 — 100 кг/ч; 2 — 10 кг/ч; 3 — 1 кг/ч

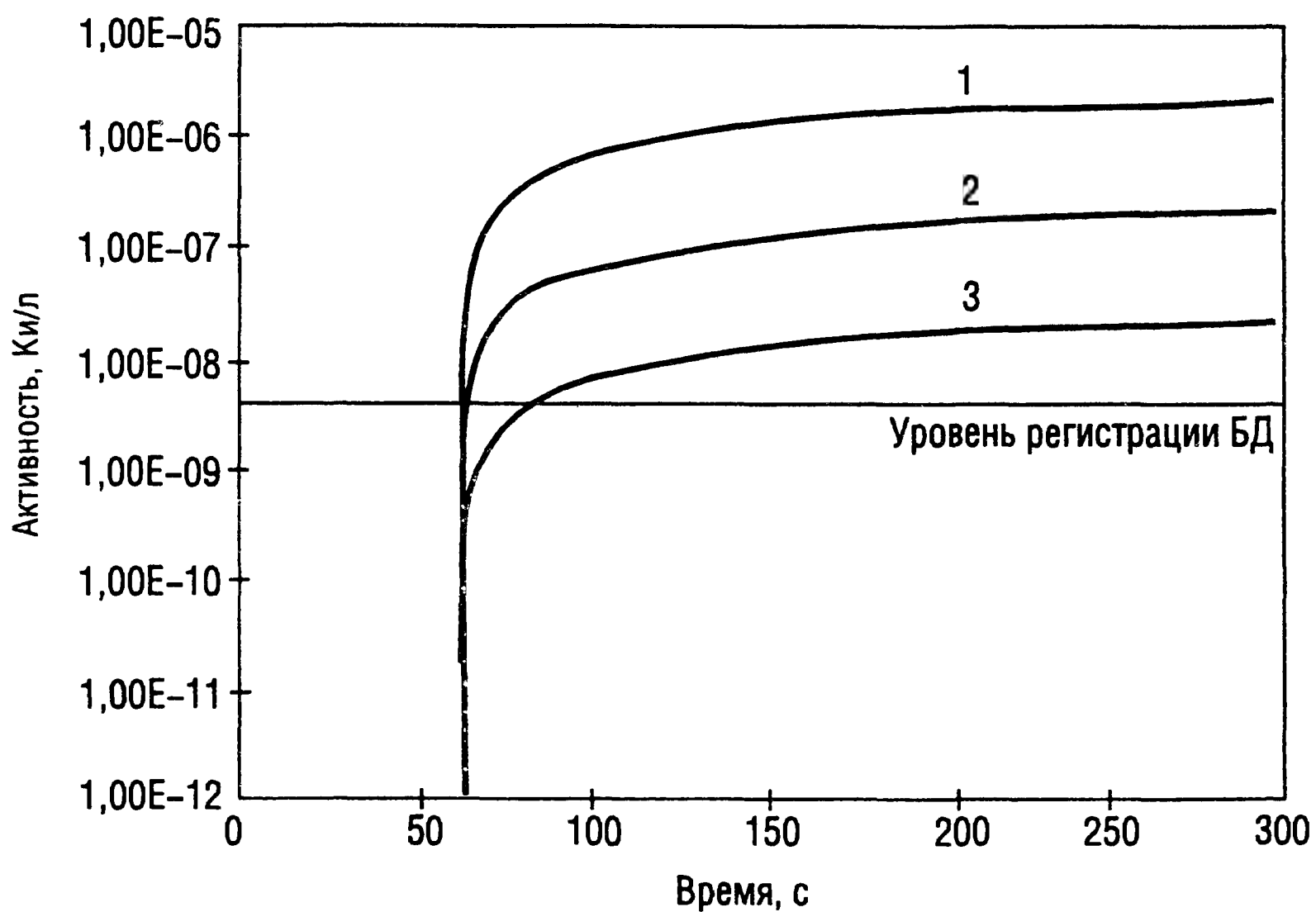


Рис. 110. Расчетное значение активности ИРГ в воздухе помещений А-111:
1 — 100 кг/ч; 2 — 10 кг/ч; 3 — 1 кг/ч;

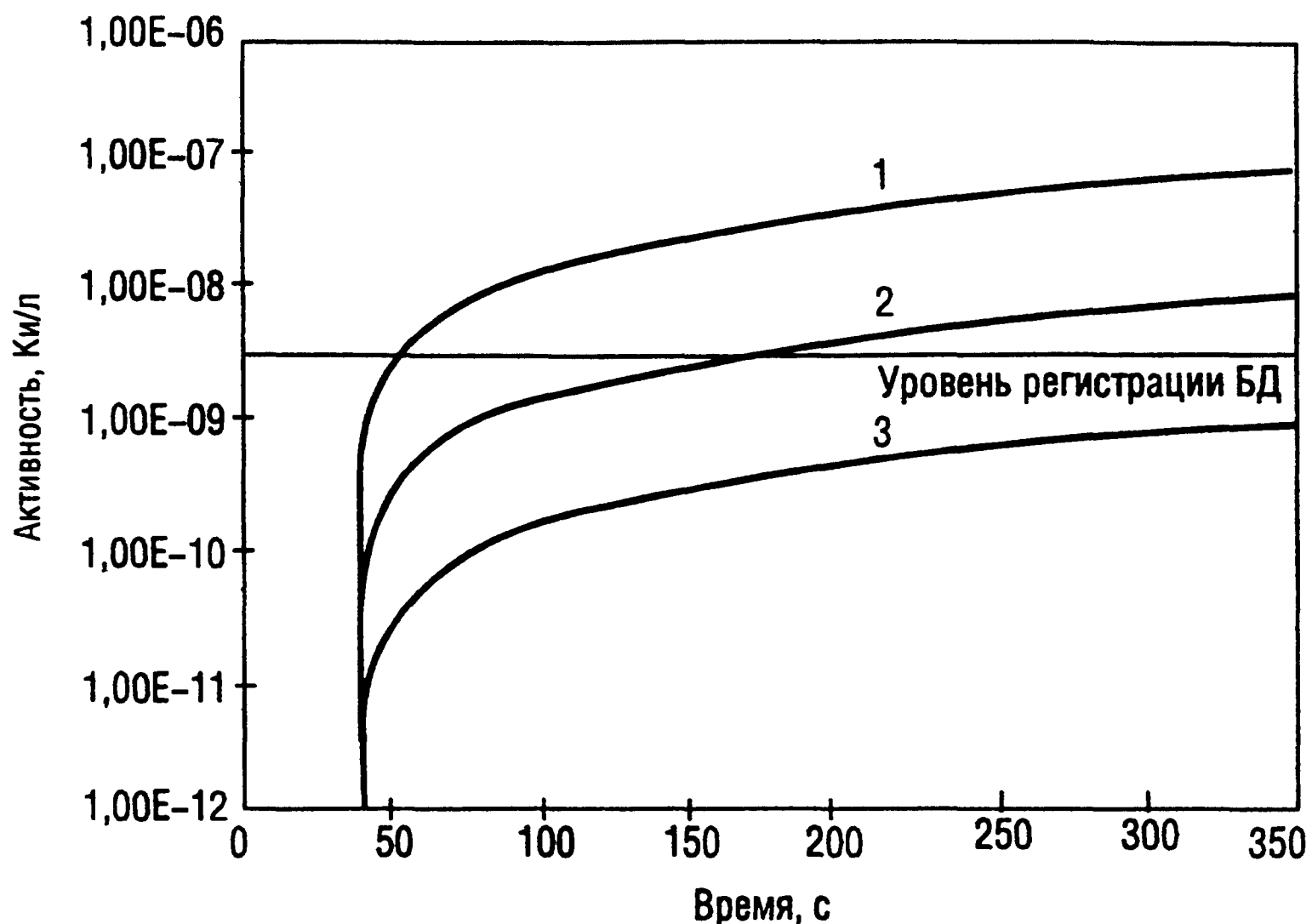


Рис. 111. Расчетное значение активности ИРГ в помещении А-002:
1 — 100 кг/ч; 2 — 10 кг/ч; 3 — 1 кг/ч

указана нижняя граница диапазона измерения блока детектирования СРК.

Таким образом, в стационарном режиме (более 200 с с момента начала течи) минимально регистрируемая протечка теплоносителя штатной аппаратурой СРК 1-ой очереди составляет

Помещение	Минимально регистрируемая протечка
А-002	менее 10 кг/ч
А-102	«
А-111	менее 1 кг/ч

Приведенные значения получены для I, II блоков КолАЭС. Для III IV блоков НВАЭС минимальные регистрируемые значения протечки имеют близкие, но несколько большие значения (от 2,7 до 63 л/ч).

2.10.3. Характеристика и краткое описание системы контроля течи ALUS

Система ALUS (далее по тексту — система) предназначена для обнаружения течей средней величины в трубопроводах первого контура АЭС. Система является информационной (по результа-

там ее работы не происходит каких-либо оперативных переключений). Предназначена для круглосуточной работы.

Принцип действия основан на том, что при образовании протечки возникает широкополосный шум, который регистрируется сетью датчиков, расположенных на оборудовании первого контура. Система обеспечивает постоянное сравнение средних значений сигналов от датчиков с двумя типами порогов жестко заданным — абсолютным, и изменяющимся в зависимости от уровня сигнала — относительным. При превышении хотя бы одного из них происходит регистрация события — ALARM (тревога). Следует особо подчеркнуть, что система интерпретирует любое превышение шума над установленными порогами как аларм, независимо от причин его возникновения: включения в работу оборудования, разогрев, кавитация, срабатывание некоторых клапанов и др. Поэтому окончательное решение о наличии течи в первом контуре можно принять только после дополнительного анализа.

Система имеет 22 датчика-приемника и 8 зондов-излучателей. Датчики расположены на основном оборудовании первого контура (рис. 112) и работают в частотном диапазоне от 100 до 400 кГц, так как в этом диапазоне уровень собственных шумов имеет особенно благоприятные (низкие) значения по отношению к шумам протечки. Датчики соединяются с контролируемым оборудованием через волновод длиной 0,6 м, и таким образом защищаются от слишком высоких температур (более 120 °С). Сигналы с датчиков поступают на предусилители системы.

Предусилители располагаются в отдельных корпусах на расстоянии 5 м от датчика. Они преобразуют поступающие сигналы в напряжение и фильтруют сигнал в диапазоне от 100 до 400 кГц. Предусилители получают напряжение питания от сигнальных станций.

В систему входят 6 сигнальных станций, расположенных на палубе ГЦН, которые производят первичную обработку аналоговых сигналов, оцифровку, передачу оцифрованных сигналов в центральный шкаф.

Центральные шкафы (рис. 113) находятся в помещении лаборатории технической диагностики.

Система управляется оператором с помощью клавиатуры компьютера и манипулятора типа «мышь». Концентратор данных принимает поступающие от сигнальных станций сообщения об измеренных значениях и производит их дальнейшую обработку. С 5-секундным тактом результаты сбрасываются на диски глав-

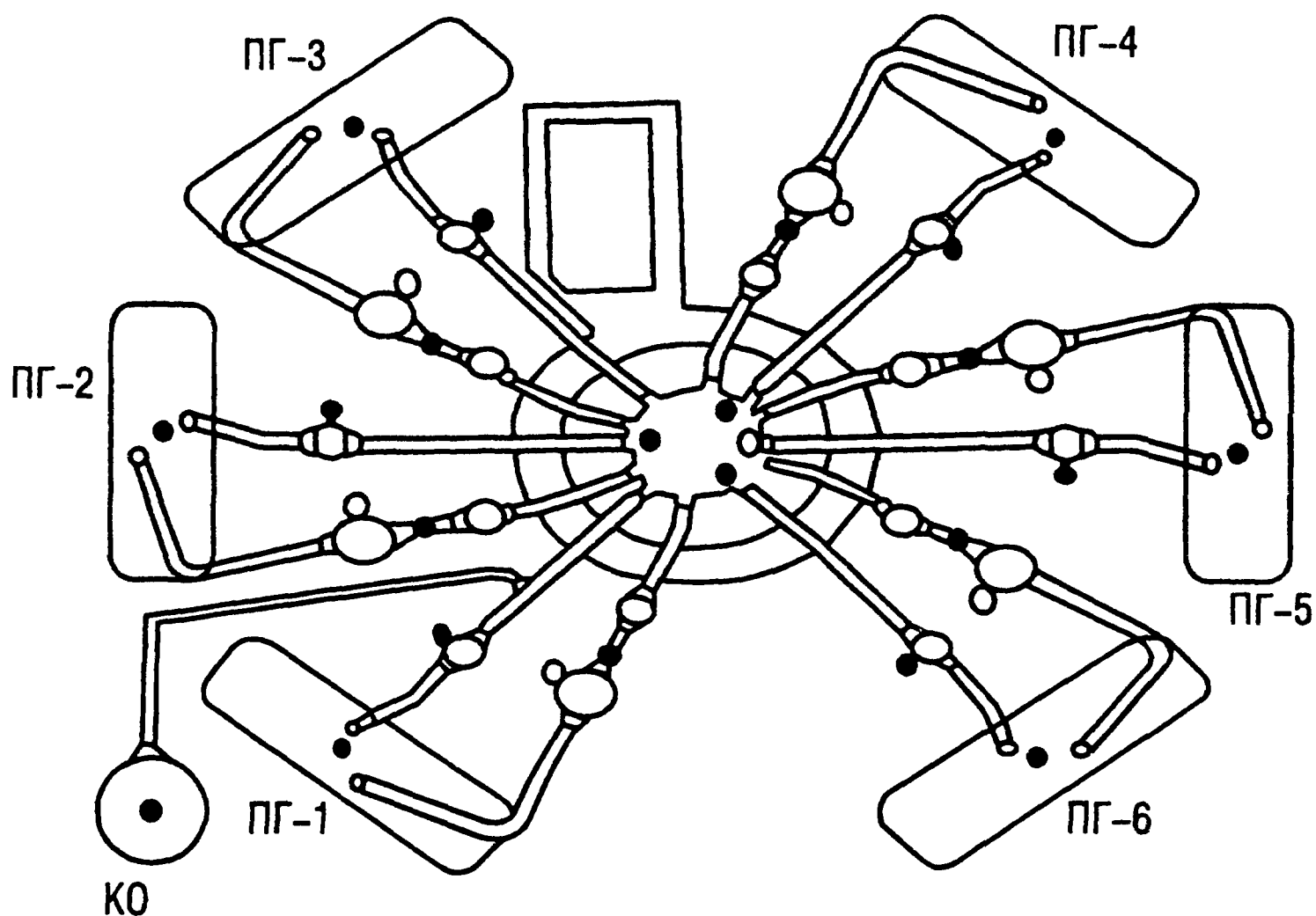


Рис. 112. Схема установки датчиков:
 ● — датчик; ○ — излучатель

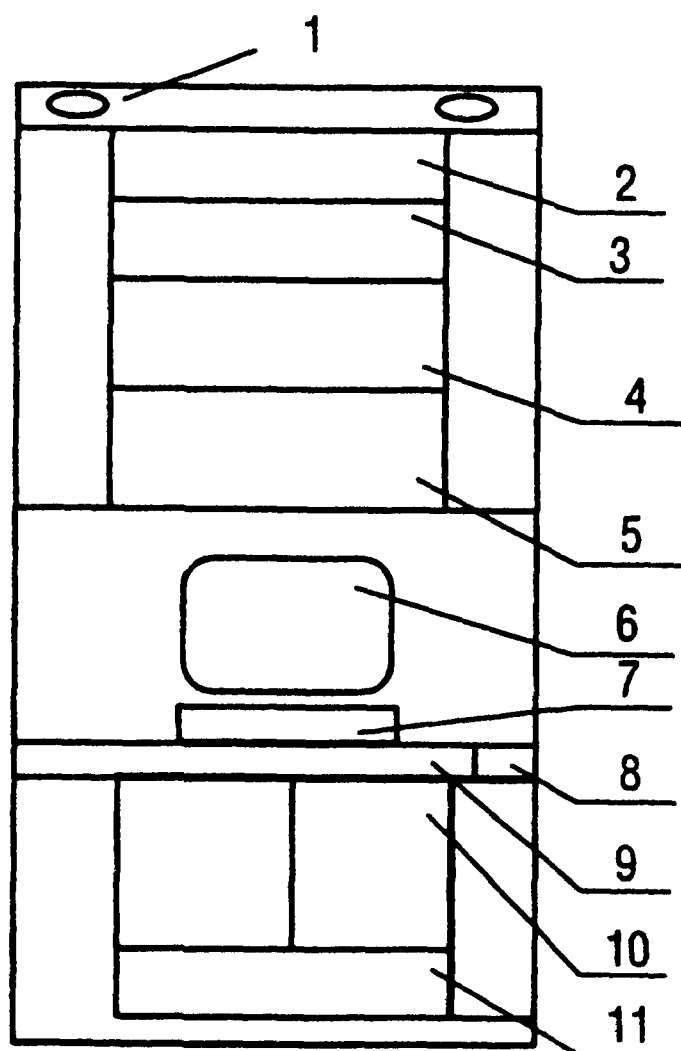


Рис. 113. Центральный шкаф системы ALUS:
 1 — лампочка сигнализации; 2 — блок сигнализации; 3 — модем; 4 — концентратор данных; 5 — персональный компьютер IBM PC; 6 — монитор; 7 — лазерный принтер; 8 — манипулятор типа «мышь»; 9 — клавиатура; 10 — стриммер; 11 — блок питания

**Таблица 46. Результаты оценки чувствительности системы ALUS
на I и II блоках КолАЭС**

Номер петли	Контролируемый участок	Эффективная длина, м	Расход, кг/ч	
			I блок	II блок
1	ГЦН—ПГ	42,7	505	394
	ПГ—ГЗЗ	26,5	73	56
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	68	68
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	196	196
2	ГЦН—ПГ	42,7	159	148
	ПГ—ГЗЗ	26,5	42	33
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	69	69
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	108	108
3	ГЦН—ПГ	42,7	170	132
	ПГ—ГЗЗ	26,5	59	46
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	59	59
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	74	74
4	ГЦН—ПГ	42,7	211	166
	ПГ—ГЗЗ	26,5	37	29
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	50	50
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	124	124
5	ГЦН—ПГ	42,7	206	162
	ПГ—ГЗЗ	26,5	42	33
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	48	48
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	103	103
6	ГЦН—ПГ	42,7	224	170
	ПГ—ГЗЗ	26,5	37	29
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	43	43
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	115	115
	КО — соединение Ду 200 с Ду 500	45,0	135	135

ного вычислительного устройства, где сохраняются в течение суток. Сигнальное устройство формирует сообщения о превышении реальным сигналом абсолютного или относительного порога, а также о неправильном функционировании системы.

Результаты оценки чувствительности системы ALUS на I, II блоках КолАЭС приведены в табл. 46, а на III, IV блоках НВАЭС — в табл. 47.

**Таблица 47. Результаты оценки чувствительности системы ALUS
на III и IV блоках НВАЭС**

Номер петли	Контролируемый участок	Эффективная длина, м	Расход, кг/ч
1	ГЦН—ПГ	42,7	390,5
	ПГ—ГЗЗ	26,5	77,8
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	81,5
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	186,1
2	ГЦН—ПГ	42,7	355,2
	ПГ—ГЗЗ	26,5	56,4
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	85,4
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	229,6
3	ГЦН—ПГ	42,7	224,8
	ПГ—ГЗЗ	26,5	56,4
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	93,6
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	195,6
4	ГЦН—ПГ	42,7	317,4
	ПГ—ГЗЗ	26,5	72,6
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	107,4
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	195,6
5	ГЦН—ПГ	42,7	390,3
	ПГ—ГЗЗ	26,5	76,8
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	95,5
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	235,1
6	ГЦН—ПГ	42,7	339,8
	ПГ—ГЗЗ	26,5	52,4
	ГЗЗ — крышка реактора	26,7	59,1
	Крышка реактора — ГЦН	27,6	145,6

2.11. Оценка достаточности чувствительности систем контроля течей

Чувствительность систем контроля течей $Q_{\text{чувств}}$ является достаточной, если она удовлетворяет соотношениям:

$$Q_{\text{чувств}} \leq Q_{\text{компл}}/10; \quad (110)$$

$$Q_{\text{чувств}} \leq Q(c_{\text{кр}}/2); \quad (111)$$

$$Q_{\text{чувств}} \leq Q(c_{\text{кр}} - \Delta c_N); \quad (112)$$

$$Q_{\text{чувств}} \leq Q(c_{\text{кр}})/10, \quad (113)$$

где $Q_{\text{компл}}$ — максимальный расход теплоносителя из первого кон-

тура, который может быть компенсирован аварийными подпиточными насосами; $Q(c_{кр}/2)$ — течь, соответствующая трещине в два раза меньше критической; $Q(c_{кр} - \Delta c_N)$ — течь, соответствующая трещине критического размера, уменьшенного на Δc_N , равной подросту трещины $(c_{кр} - \Delta c_N)$ до критического размера в течение 1 года эксплуатации: $Q(c_{кр})$ — течь через трещину критического размера.

Условие (110) актуально только для не модернизированных реакторов типа ВВЭР-440/230, для которых компенсируемая течь была равна течи через отверстие Ду 32. Для модернизированных реакторов типа ВВЭР-440/230 и реакторов 2-го поколения условие (110) выполняются с большим запасом и во внимание может не приниматься.

Минимальный расход воды в режиме НУЭ будет соответствовать минимальной трещине на сварном шве № 18 и составит 10 000 л/ч ($\Delta_{экр} = 0,1$ мм, $\xi_m = 1$, $\varepsilon = 1$). Если принять шероховатость $\Delta_{экр} = 0$, расход воды составит 36 000 л/ч.

Контроль течей по влажности пара будет осуществляться с запасом 140 (при $\Delta_{экр} = 0,1$ мм) и 500 (при $\Delta_{экр} = 0$).

Еще больший запас образуется при контроле течей по радиоактивности. Меньшие запасы (но удовлетворяющие условиям (110)—(113)) обеспечиваются системой контроля течи ALUS.

Следует отметить, что выполнение условия (112) означает, что гидравлические испытания, во время которых проводится визуальный контроль течей, может рассматриваться также элементом системы безопасности ТПР.

2.12. Оценка достоверности неразрушающего контроля

Результаты, изложенные в разд. 2.1—2.11, иллюстрируют решение задачи «течь перед разрушением» в классической постановке (см. разд. 1.1, 1.2, 1.9, 1.10). В этом случае, несмотря на удовлетворение всех требований концепции ТПР в классической постановке, остается неясным вопрос о возможности внезапного разрыва трубопровода без предварительной течи.

Обеспечить невозможность внезапного разрыва трубопровода, как с предварительной течью, так и без течи удастся в рамках системного подхода к реализации концепции ТПР (см. разд. 1.11—1.14). Примером такого решения задачи является совокупность результатов разд. 2.12—2.15 и 2.1—2.11).

Тест-образец трубопроводов Ду 500 выполнен сваркой по штатной технологии для обечаек труб из стали 08Х18Н9Т сваро-



Рис. 114. Тест-образец ГЦТ
Ду 500 реактора ВВЭР-440

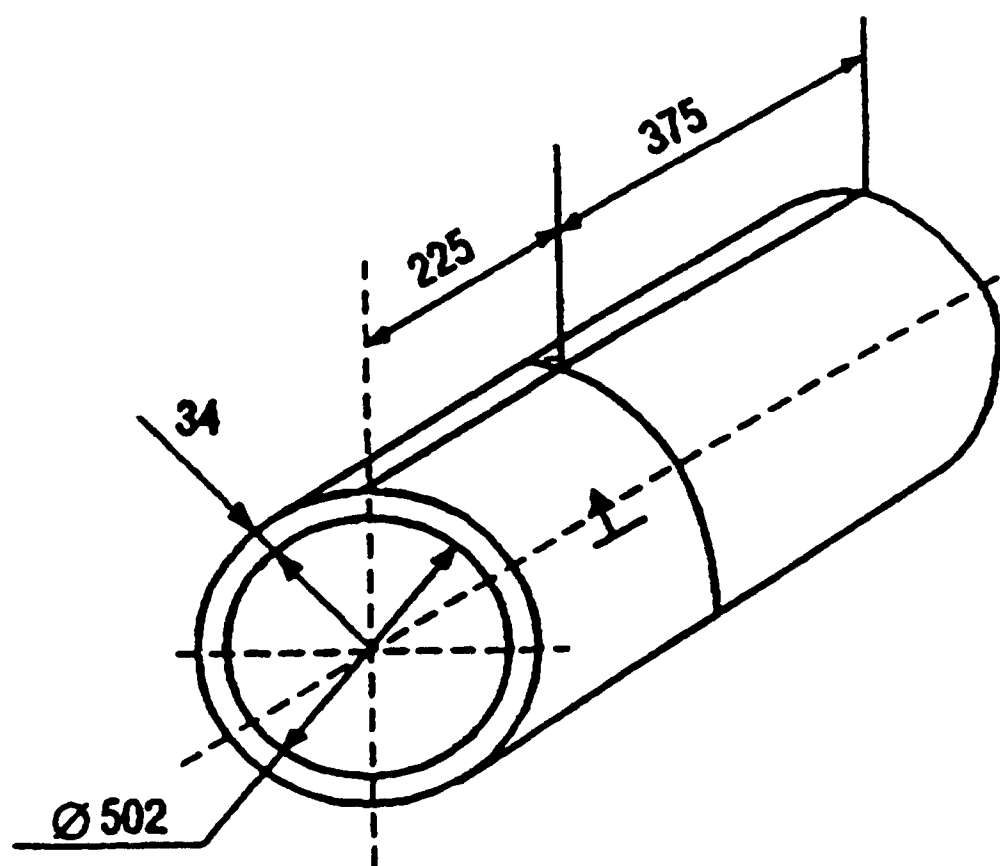


Рис. 115. Схема тест-образца Ду 500 из стали
0X18H10T для исследования достоверного
контроля ГЦТ реактора ВВЭР-440

чными электродами ЭА400/10Т диаметром 4 мм (рис. 114, 115). Технология внесения дефектов заданных типов и размеров в сварные швы описана в работе [67]. Аналогично был изготовлен тест-образец, содержащий композитный сварной шов (перлитная + аустенитная стали) и специально заложенные дефекты в нем (рис. 116).

Результаты контроля, осуществленного разными методиками, наносят на график в единой системе координат: вероятность обнаружения дефекта — размер дефекта. На рис. 117 показаны результаты, полученные пятью различными методиками контроля, причем кривые 1—3 получены с помощью тест-образцов трубопровода диаметром 500 мм из аустенитной стали.

Кривая 1 (см. рис. 117) получена по методике, разработанной НПО НИКИМТ. При этом контроль сварного шва проводили двухчастотным методом дефектоскопом марки АДМТ-21УБ с преобразователем с углом призмы 50° на частотах 1,2—1,8 МГц (рис. 118,а) и с преобразователем с углом 40° на тех же частотах (см. рис. 118,б). Настройку чувствительности для контроля преобразователем с углом призмы 50° проводили по зарубке 3,5; 2,2 мм на однократно отраженном луче (рис. 119,а). Настройку чувствительности для контроля преобразователем с углом призмы

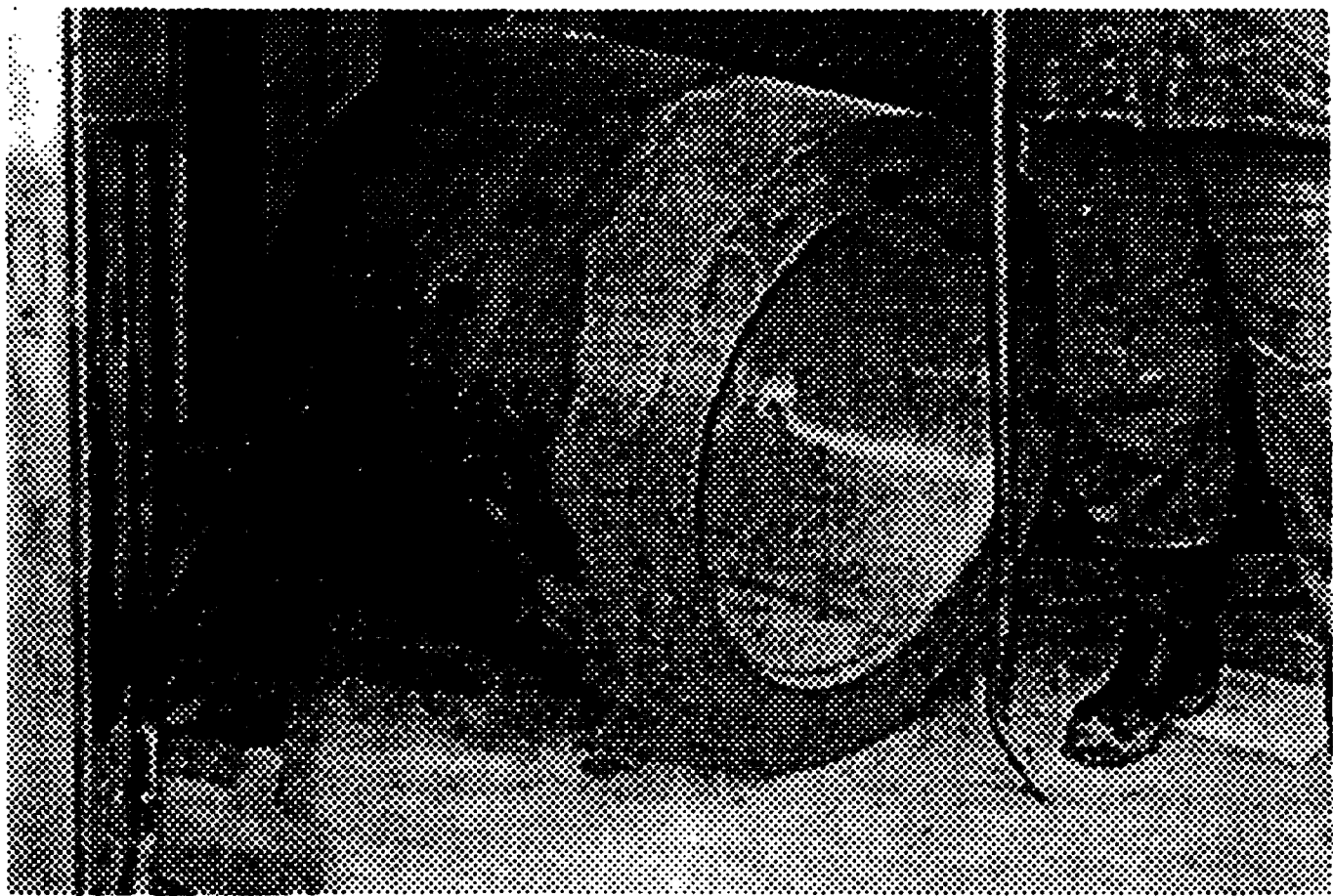


Рис. 116. Тест-образец композитного сварного шва Ду 500 ГЦТ реактора ВВЭР-440

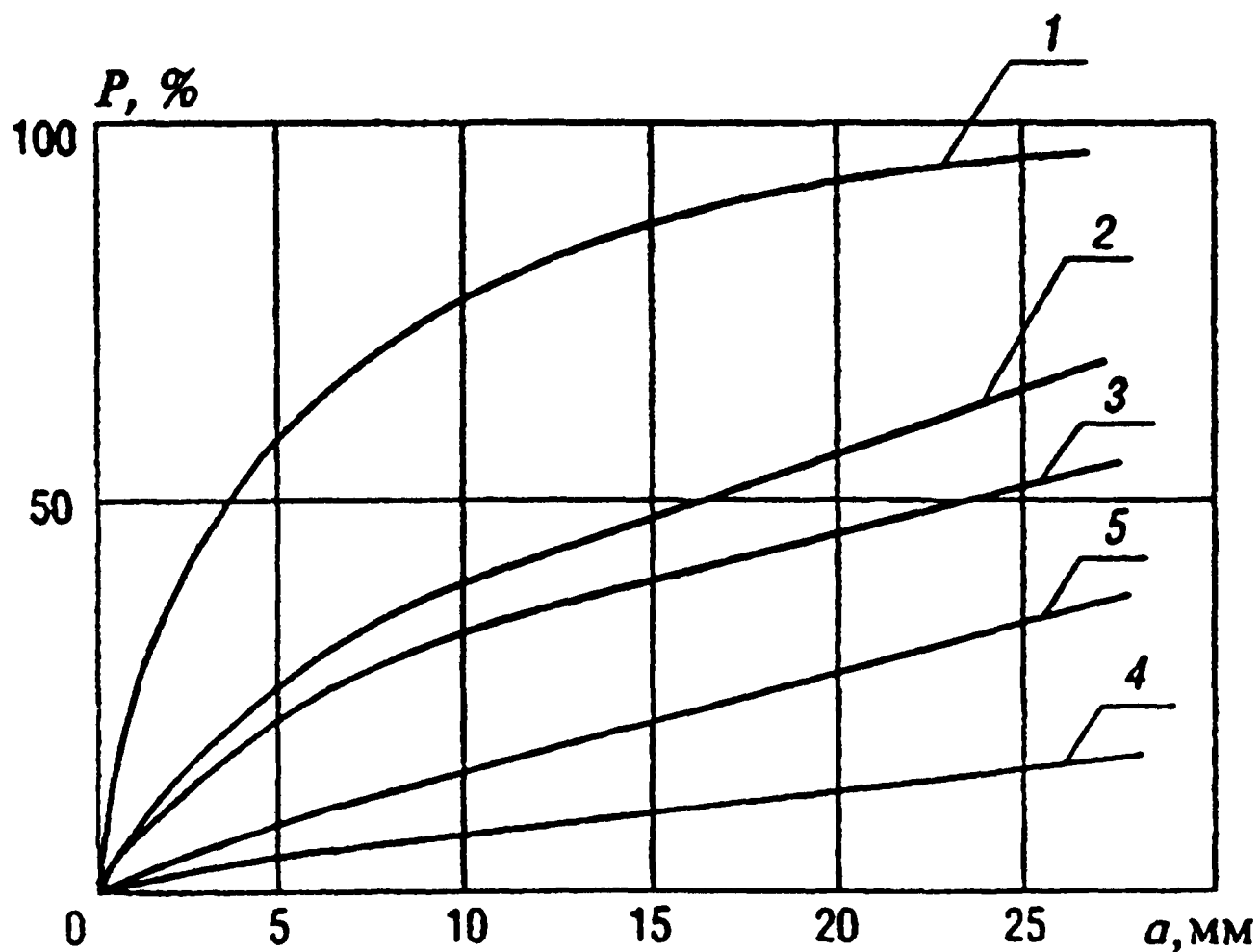


Рис. 117. Зависимость выявляемости дефектов, обнаруженных при контроле с помощью различных методик, от протяженности дефекта:
 1 — методика № 1 в исполнении разработчиков; 2 — методика № 2 в исполнении разработчиков; 3 — методика № 2 в исполнении АЭС; 4 — контроль 1988 г. на АЭС; 5 — контроль 1991 г. на АЭС

40° выполняли по зарубке 3,5; 2,0 мм в основном металле на прямом луче (рис. 119,б). Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом призмы 50° приведен в табл. 48.

Таблица 48. Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом призмы 50°

Глубина, мм	Точечные дефекты	Протяженность дефекта
0—10	Сигнал от зарубки 2 дБ	Сигнал от зарубки 4 дБ
10—24	Прямой луч: сигнал от зарубки 8 дБ	Отраженный луч: сигнал от зарубки 2 дБ
24—34	Сигнал от зарубки 8 дБ	Сигнал от зарубки 2 дБ

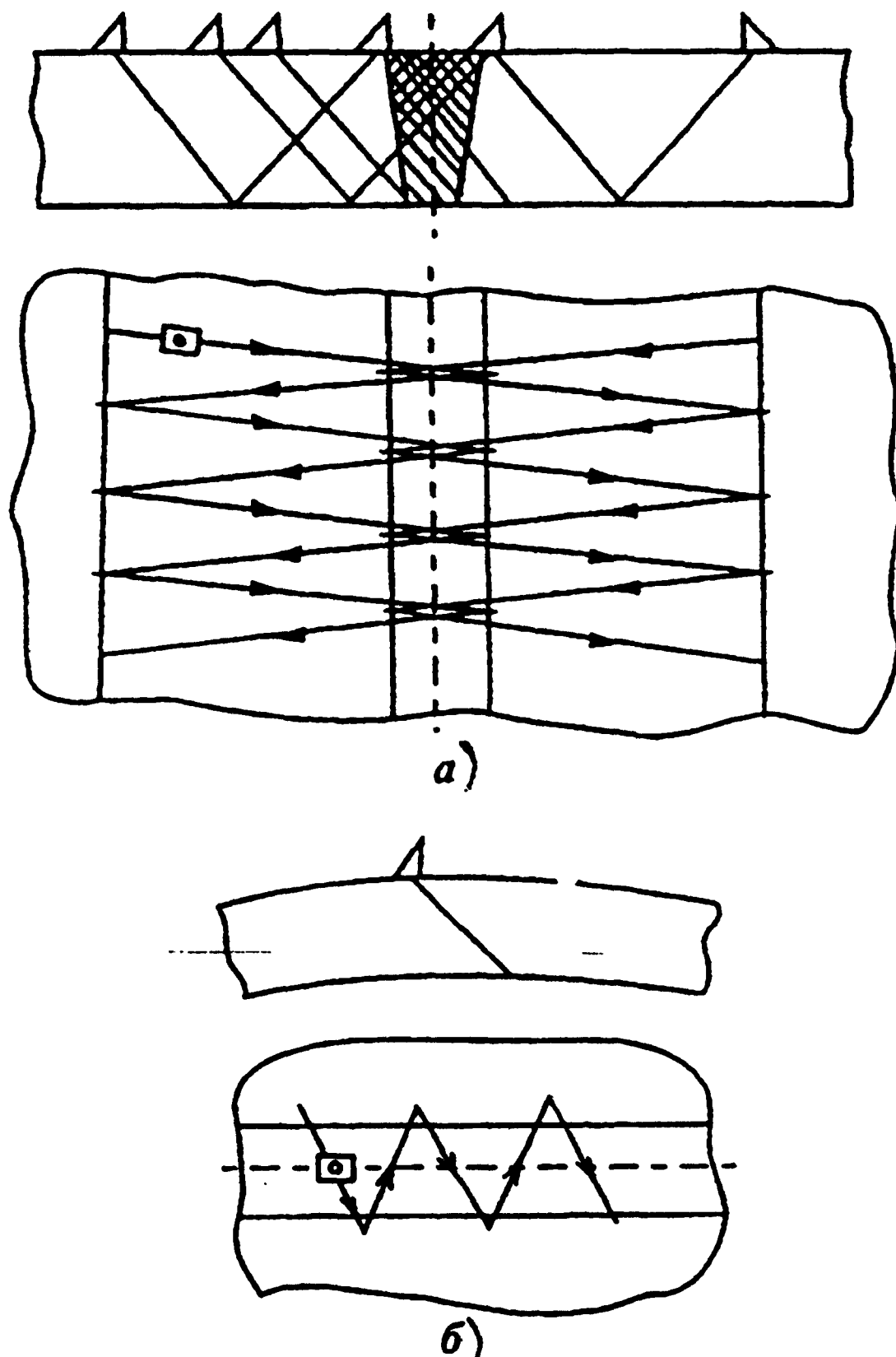


Рис. 118. Схема контроля преобразователем с углом призмы 50 (а) и 40° (б)

Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом 40° соответствовал сигналу от зарубки 8 дБ.

Методика контроля № 2 (см. рис. 117, кривые 2 и 3), разработана одним из институтов, обслуживающих тепловую энергетику. Кривые 2 и 3 получены по методике № 2 разными группами де-

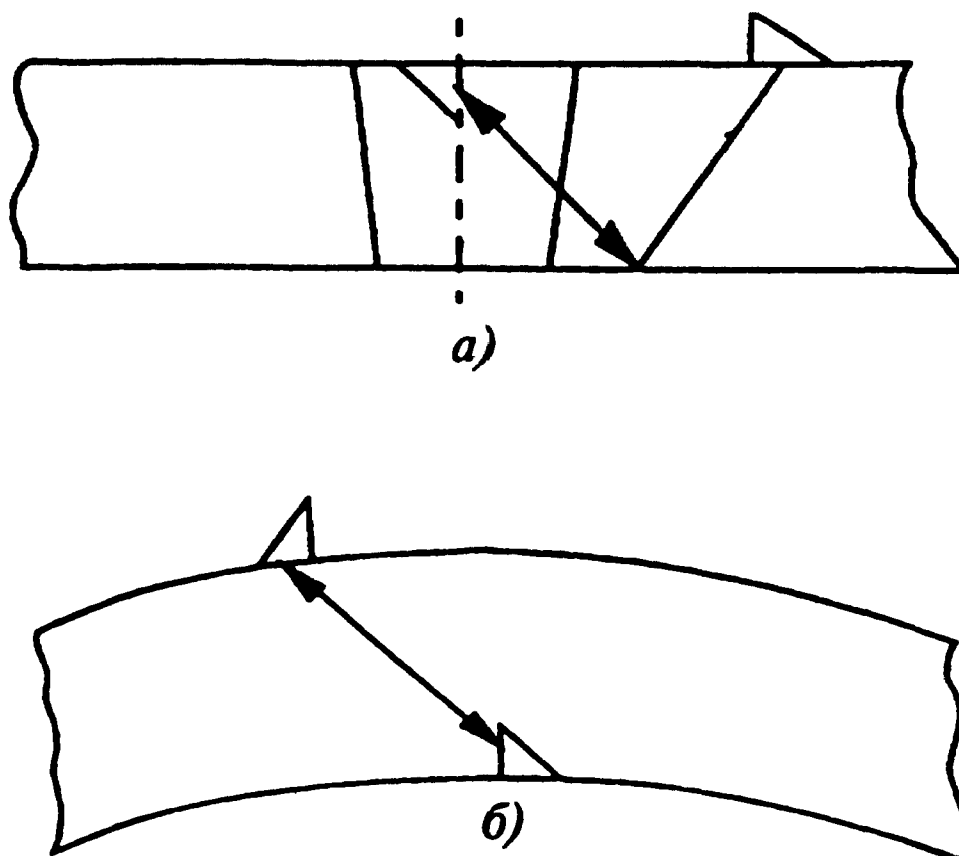


Рис. 119. Схема настройки чувствительности для контроля преобразователем с углом призмы 50 (а) и 40° (б)

фектоскопистов: кривая 2 — разработчиками методики, кривая 3 — дефектоскопистами одной из АЭС.

Методика № 2 описана в документе МУ 34-70-023-86. Используемый акустический нестандартный преобразователь имеет слаборасходящийся акустический луч поперечной волны и основные параметры: $f = 1,3$ МГц; угол ввода $\alpha_0 = 48^\circ$; ширина углового захвата $A = 7$; амплитуда эхо-сигнала на уровне 6 дБ от цилиндрического бокового отражателя диаметром 6 мм СОП № 2.

Сварное соединение контролировали с помощью серийного дефектоскопа УД 2-12 однократно отраженным от внутренней поверхности образца акустическим лучом с двух сторон шва.

Кривые 4 и 5 (см. рис. 117), полученные расчетным методом по формулам работы [67], интегрально отражают состояние контроля трубопроводов Ду 500 на АЭС, соответственно, в 1988 и 1991 гг.

При оценке выявляемости дефектов различными методиками установлено, что шлаки и трещины более эффективно выявляются по методике № 1 (табл. 49).

В дальнейшем были проведены дополнительные исследования с применением автоматизированной системы УЗК «Сумиад» совместно с рентгеновской дефектоскопией.

Автоматизированный ультразвуковой контроль проводили по штатной технологии автоматизированного контроля системой «Сумиад», разработанной фирмой «Технатом» (Испания) с выда-



Рис. 120. Контроль тест-образца Ду 500 автоматизированной установкой УЗК «Сумиад» (Испания)

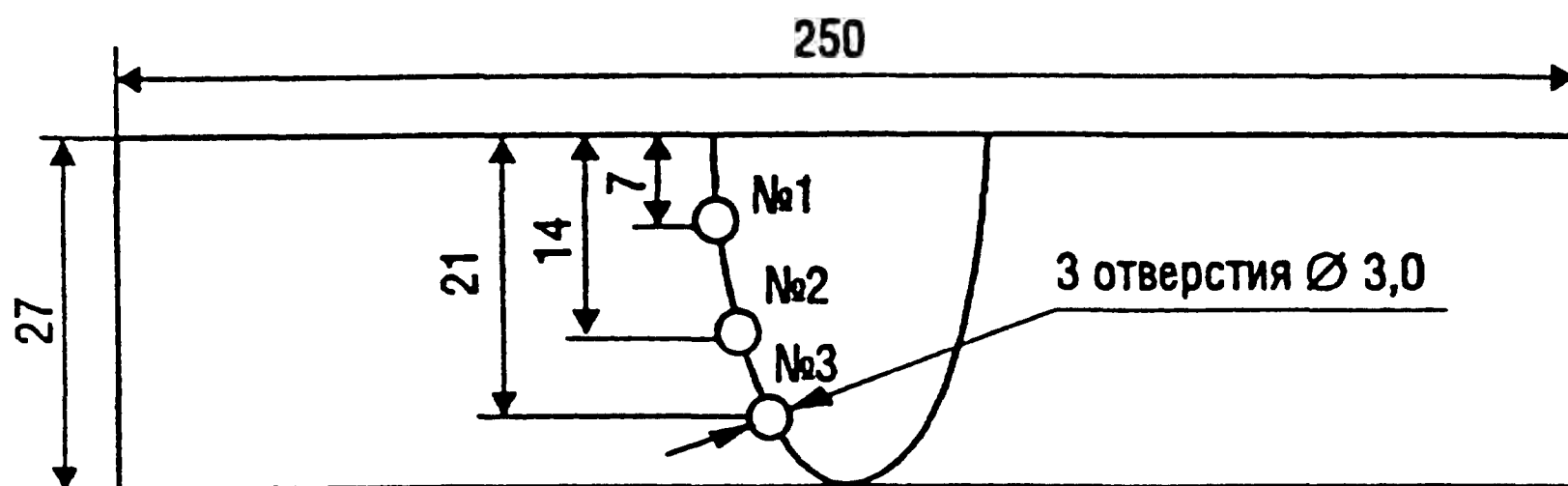


Рис. 121. Стандартный образец предприятия

Таблица 49. Выявляемость суммарного числа дефектов при контроле по различным методикам

Параметр	Методика № 1	Методика № 2	Методика № 3
$N_{обн}$	11	5	4
K_b	0,81	0,38	0,307
K_n	—	3,6	1,92

Примечание: $N_{обн}$ — число обнаруженных дефектов, совпадающих по координате с паспортом на образец; K_b — коэффициент выявления дефектов, представляющий отношение числа обнаруженных дефектов, совпадающих с паспортом на образец, к числу заложенных в образце дефектов; K_n — коэффициент перебраковки при контроле.

чей распечаток результатов контроля.* Общий вид установки, укрепленной на тест-образце, показан на рис. 120. Настройку чувствительности проводили в соответствии с методикой ПНАЭГ-7-032-91 по сигналу от цилиндрических отражателей 1, 2 и 3 в СОП (стандартный образец предприятия) диаметром 3 мм (рис. 121). Контроль проводили преобразователями продольной волны марок SEW-45-F2 и SEW-60-F2 производства «Южтехэнерго» с углами ввода УЗ луча 45 и 60°.

Ручной контроль осуществляли специалисты ВНИИАЭС с использованием преобразователей двух типов:

SEW-45-F2, SEW-60-F2 (преобразователи продольной волны на частоту 2 МГц с углами ввода 45 и 60°, соответственно, изготовитель — «Южтехэнерго» (Львов); ПЭП60-2,5, ПЭП45-2,5 (преобразователи продольной волны на частоту 2,5 МГц с углами ввода 45 и 60° соответственно, изготовитель МВТУ им. Н.Э. Баумана).

Для проведения контроля использовался серийный дефектоскоп УД-2-12. Фиксировали те несплошности, амплитуда эхосигнала от которых превышала уровень фиксации.

Радиографирование данного тест-образца осуществляли специалисты экспертного центра технической диагностики металлов (НИКИМТ) под тремя углами к нормали к окружности шва: 0, +20 и -20° (чувствительность 0,3 мм.

По результатам всех экспериментов были составлены карто-

* В испытаниях принимала участие группа специалистов из Технатомы под руководством Р. Мартинца-Оньи.

граммы обнаружения дефектов в данном сварном шве тест-образца. При анализе результатов учитывали:

1) погрешности координат расположения дефектов, внесенные при изготовлении образца;

2) погрешности измерения при радиографическом контроле; например, если снимки радиографии выполняли с перекрытием размеров секторов, в координаты дефектов на общей картограмме также закладывали неточность в интервале ± 17 мм;

3) погрешности измерения координат обнаруженных несплошностей при ручном и автоматическом УЗК, например, влияние толщины стенки образца.

С учетом перечисленных выше погрешностей интервал, в котором дефект может считаться обнаруженным, в данной работе принимали меньшим или равным ± 17 мм (протяженность дефекта + толщина стенки трубы), т. е. для точечных дефектов этот интервал примерно равен 34 мм.

Кроме дефектов, указанных в паспорте изготовителя, в сварной шов тест-образца могли быть привнесены дополнительные несплошности. Положительное заключение о присутствии несплошностей делали, если индикации от несплошностей на близких координатах фиксировались, по крайней мере, двумя различными методиками УЗК и/или радиографией.

Выявляемость несплошностей оценивали с использованием коэффициента общей выявляемости несплошностей (т. е. отношения числа обнаруженных несплошностей из числа принимаемых к рассмотрению к числу всех учитываемых несплошностей).

В табл. 50 и на рис. 122 представлены результаты обнаружения различных типов дефектов. В табл. 51 и на рис. 123 — обобщенные результаты контроля. Наибольшая суммарная выявляемость трещин, пор и шлаковых включений наблюдается при контроле установкой «Сумиад», коэффициент общей выявляемости для которой $K_v = 0,8$. Приведенные в табл. 49 коэффициенты перебраковки являются ориентировочными и требуют дополнительной проверки. Следует отметить также, что согласно радиографическому контролю все обнаруженные несплошности, на место которых закладывались трещины, определены как шлак, что может сыграть отрицательную роль при оценке опасности дефекта.

Зависимость выявляемости несплошностей от протяженности дефекта оценивали следующим образом. Данными по протяженности дефектов служили данные паспорта тест-образца, а к рас-

Таблица 50. Обнаружение заложенных несплошностей с помощью различных методик (шов № 1)

Методика	Пора 3×1	Шлак 5×5×20	ТУ 5×5	Шлак 3×3×15	Пора 10	ТУ 5×10	ТГ 15
Радиография	+	+	+	+	+	+	—
ВНИИАЭС (ЮТЭ)	—	+	+	—	—	+	+
ВНИИАЭС (МВТУ)	—	+	+	—	+	+	+
«СУМИАД» (ЮТЭ)	+	+	—	—	+	+	+

Продолжение табл. 50

Методика	Шлак 3×3×20	ТГ 15—17	Пора 3×10	ТУ 5×5	Шлак 3×3×20	ТУ 20	Всего
Радиография	+	+	—	+	+	—	10
ВНИИАЭС (ЮТЭ)	+	+	+	+	—	+	9
ВНИИАЭС (МВТУ)	—	+	+	+	—	+	9
«СУМИАД» (ЮТЭ)	+	+	—	—	+	+	11

Примечание: + — обнаружен; — — не обнаружен; ТУ — усталостные трещины; ТГ — трещины горячего развития; размеры даны в мм.

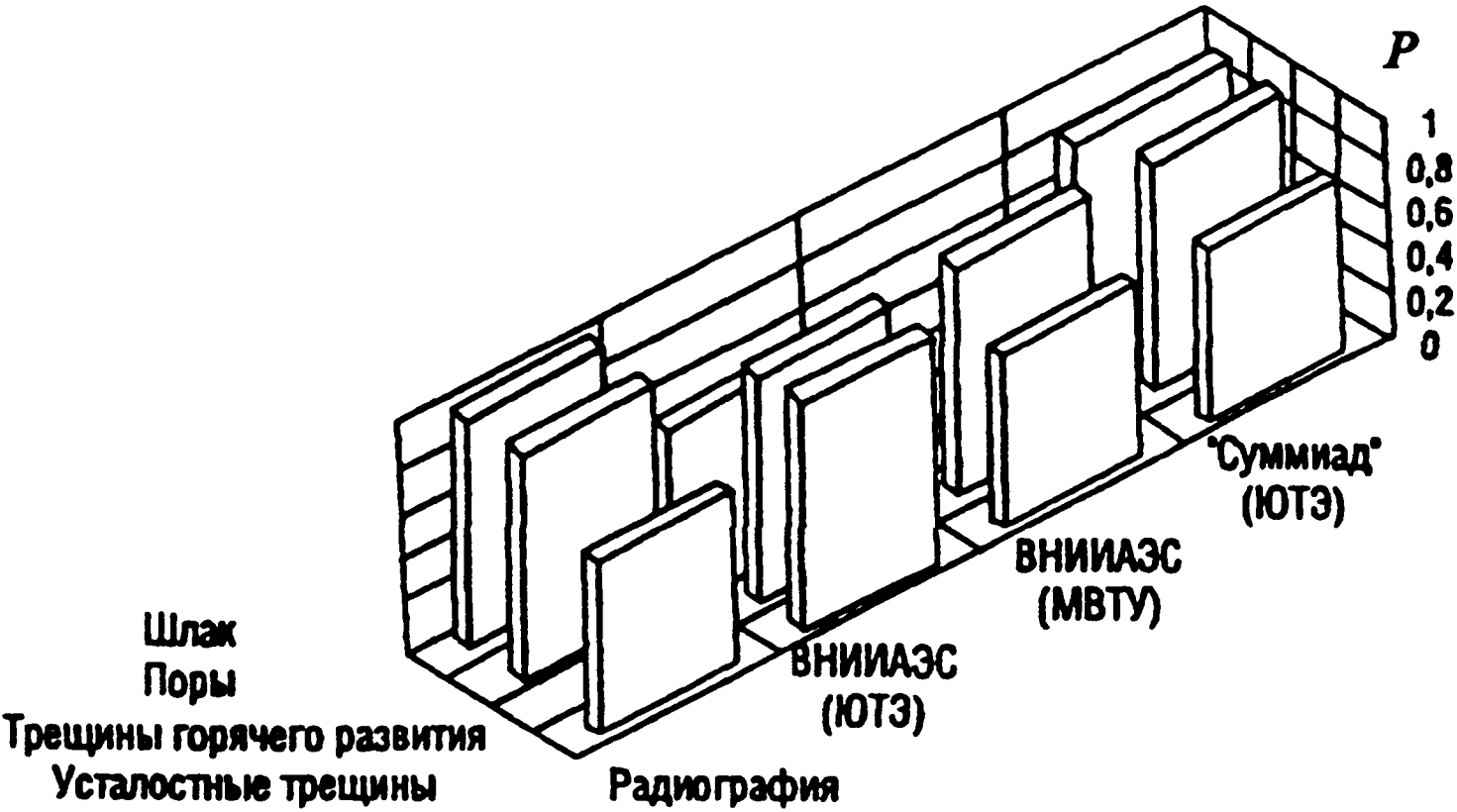


Рис. 122. Выявляемость несплошностей различного типа с помощью различных методик

смотрению принимали несплошности, соответствующие заложенным при изготовлении тест-образца и подтвержденные, по крайней мере, двумя различными методиками УЗК и/или радиографией. Полученные зависимости изображены на рис. 123.

Аналогичные исследования были проведены также и для композитного сварного шва.

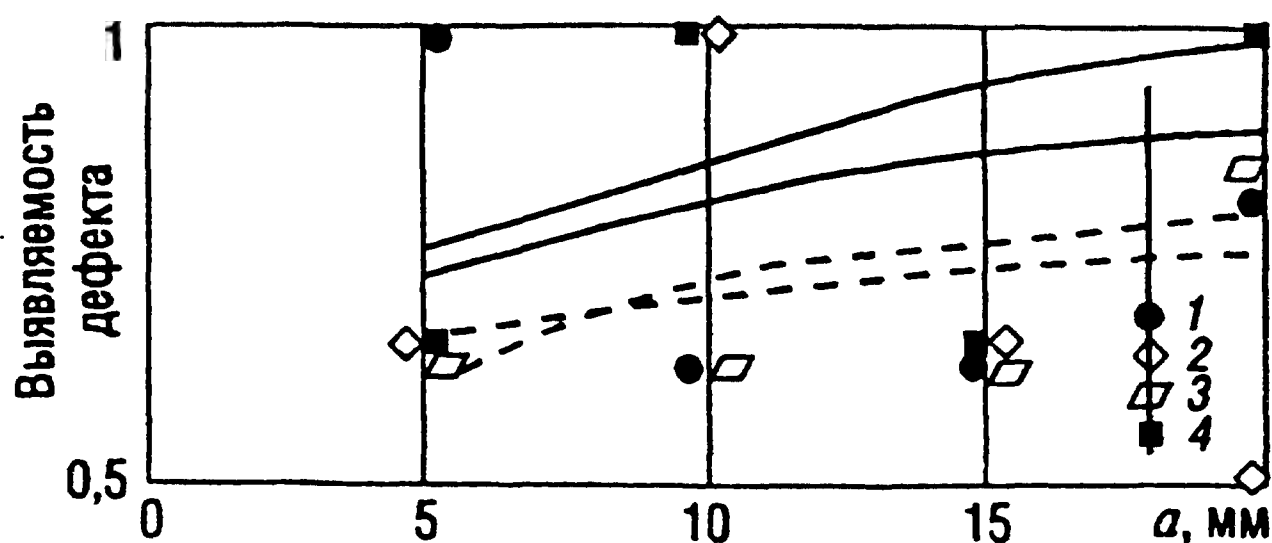


Рис. 123. Зависимость выявляемости несплошностей от их протяженности при контроле различными методиками:
 1 — радиография; 2 — ВНИИАЭС (ЮТЭ); 3 — ВНИИАЭС (МВТУ); 4 — «Сумиад» (ЮТЭ)

Таблица 51. Интегральная оценка выявляемости несплошностей

Параметр	Радиография	ВНИИАЭС (ЮТЭ)	ВНИИАЭС (МВТУ)	«Сумиад» (ЮТЭ)
$N_{\text{обн}}$	15	19	15	20
$K_{\text{в}}$	0,60	0,76	0,60	0,80
$N_{\text{н}}$	0	1	4	4

Примечание: $N_{\text{обн}}$ — общее число выявленных несплошностей; $K_{\text{в}}$ — коэффициент общей выявляемости, определяемый как отношение числа выявленных к числу имеющихся в образце несплошностей; $N_{\text{н}}$ — число несплошностей, которые могут быть классифицированы как перебраковка.

Результаты оценки достоверности неразрушающего дефектоскопического контроля были использованы в следующем разделе для расчетов надежности трубопроводов.

2.13. Анализ вероятностей образования течи или разрыва трубопровода во время эксплуатации

При анализе использовали расчетные методы, описанные выше в разд. 1.12. Исходными данными служили данные о фактическом состоянии конструкций трубопроводов, металла трубопроводов, истории нагружения трубопроводов термосиловыми и коррозионными воздействиями. Эти данные описаны в разд. 2.2—2.7. Характеристики статической и циклической трещиностойкости, использованные в расчетах, были экспериментально обоснованы (разд. 2.7—2.9).

При расчете учитывали влияние гидравлических испытаний

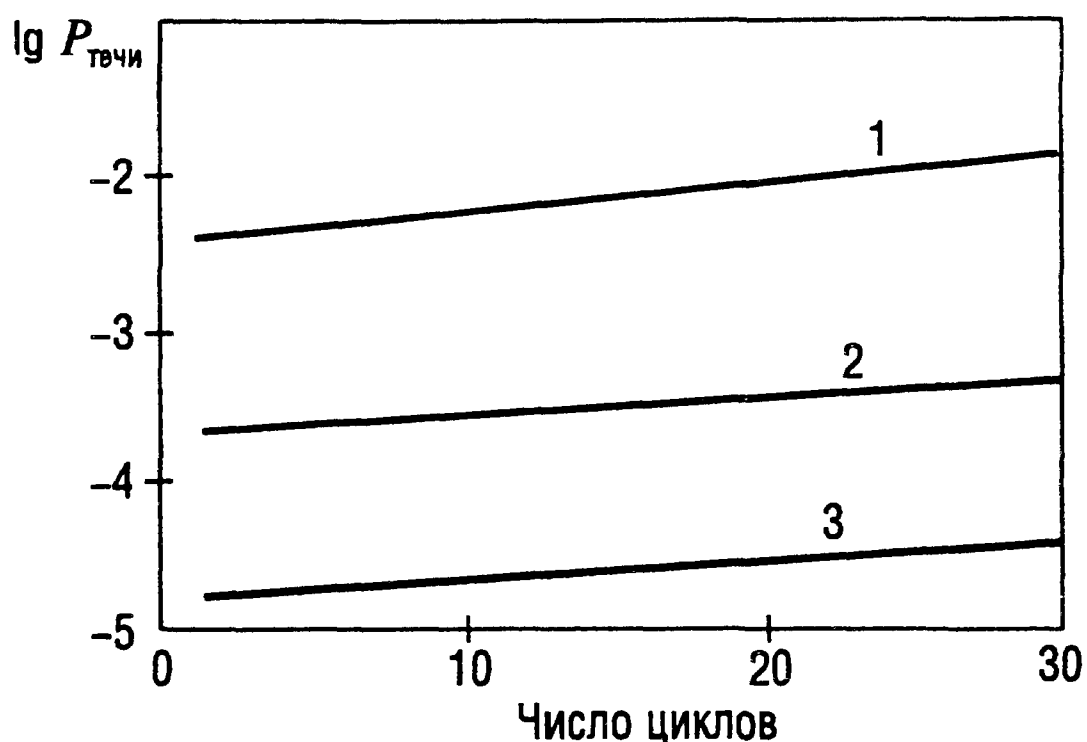


Рис. 124. Зависимость вероятности возникновения течи в трубопроводе от числа рабочих циклов, дефектоскопического контроля (ДК) и гидравлических испытаний (ГИ):

- 1 — ДК и ГИ не проводились,
— ДК не проводился, ГИ проводились;
- 2 — ДК проводился, ГИ не проводились,
— ДК и ГИ проводились;
- 3 — ДК проводился по методике НИКИЭТ, ГИ не проводились

давлением 175 атм и качество дефектоскопического контроля, определенное в разд. 2.12.

Результаты расчета вероятностей возникновения течи $P_{\text{течи}}$ и полного разрыва $P_{\text{разр}}$ трубопроводов Ду 500, $(\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$, представлены на рис. 124 и 125.

На рис. 124 показана вероятность возникновения течи в зависимости от времени эксплуатации (выражено в числе обобщенных циклов, определенных с учетом режимов «разогрев—разохлаживание» и «гидроиспытание»). Вероятность возникновения течи существенно зависит от качества дефектоскопического контроля и практически не зависит от гидроиспытаний избыточным давлением.

Вероятность возникновения течи при качестве контроля на момент 1991 г. (кривая 2) находится в диапазоне 10^{-3} — 10^{-4} $(\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$. В случае применения более эффективной методики контроля (НИКИМТ, Технатом или РГ) вероятность возникновения течи снижается до уровня 10^{-4} — 10^{-5} $(\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$ (кривая 3).

Кривая 1 (см. рис. 124) характеризует уровень надежности трубопроводов (по критерию образования течи) на момент начала эксплуатации (перед первым дефектоскопическим контролем на АЭС, т. е. перед входным или предэксплуатационным контролем).

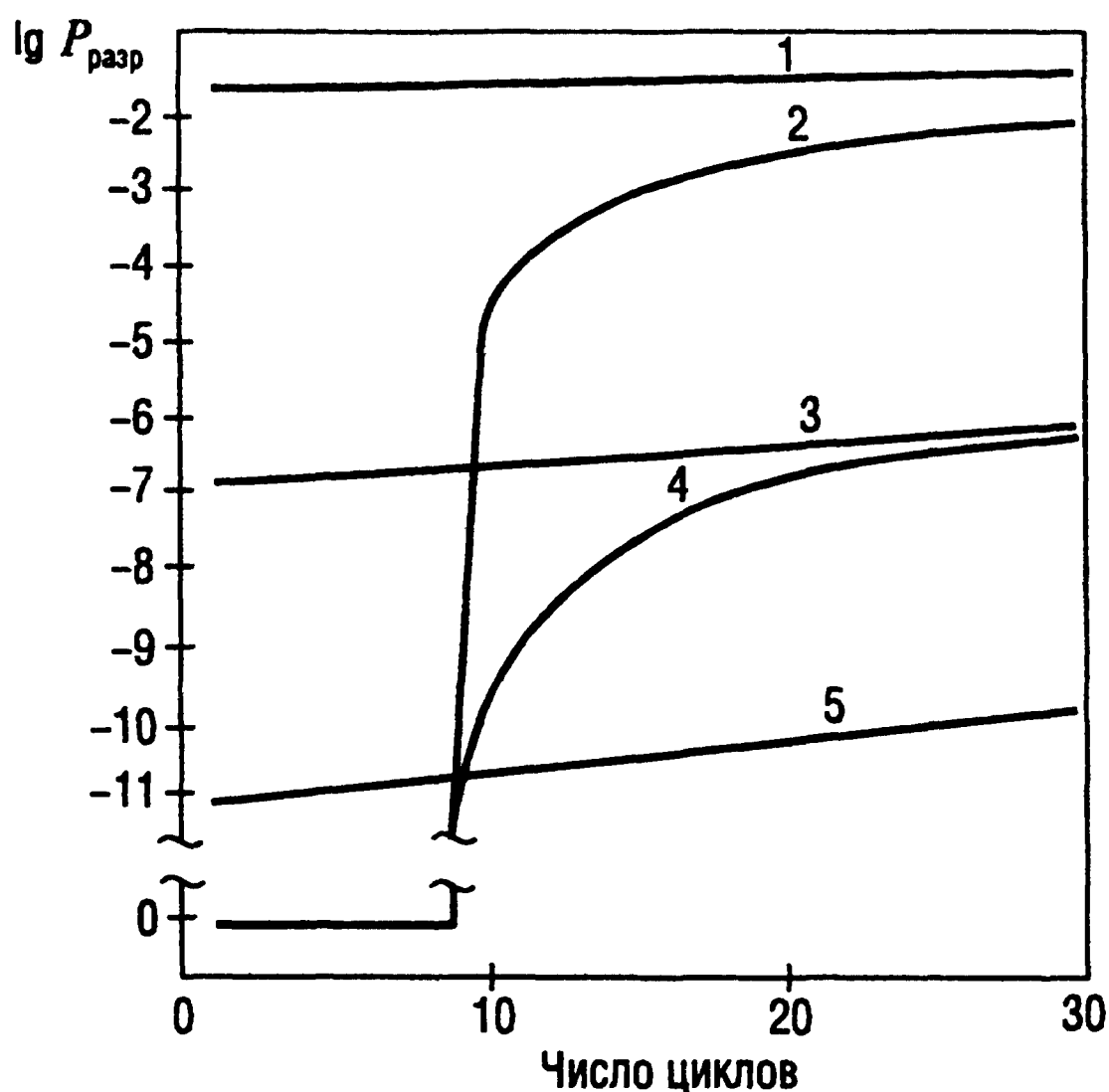


Рис. 125. Зависимость вероятности разрушения трубопровода от числа рабочих циклов, ДК и ГИ:

1 — ДК и ГИ не проводились; 2 — ДК не проводился, ГИ проводились; 3 — ДК проводился, ГИ не проводились; 4 — ДК и ГИ проводились; 5 — ДК проводился по методике НИКИЭТ, ГИ не проводились

Влияния гидравлических испытаний избыточным давлением на величину $P_{течи}$ обнаружено не было, что объясняется особенностью компьютерной программы, в которую было заложено отсечение только критических размеров трещин (дефектов), соответствующих режиму ГИ. В действительности ГИ должен приводить к снижению вероятности образования течи в рабочем режиме после проведения ГИ и ремонта обнаруженных в режиме ГИ дефектов.

Вероятность полного разрыва трубопровода Ду 500 в зависимости от времени эксплуатации (числа режимов N), дефектоскопического контроля, а также гидроиспытания, показана на рис. 125.

Кривая 1 характеризует уровень надежности трубопроводов Ду 500 по критерию сопротивления полному разрыву на момент начала эксплуатации перед входным и/или предэксплуатационным дефектоскопическим контролем, а также перед первым гидроиспытанием.

После первого гидроиспытания избыточным давлением (при его успешном проведении, или после ремонта дефектов, выяв-

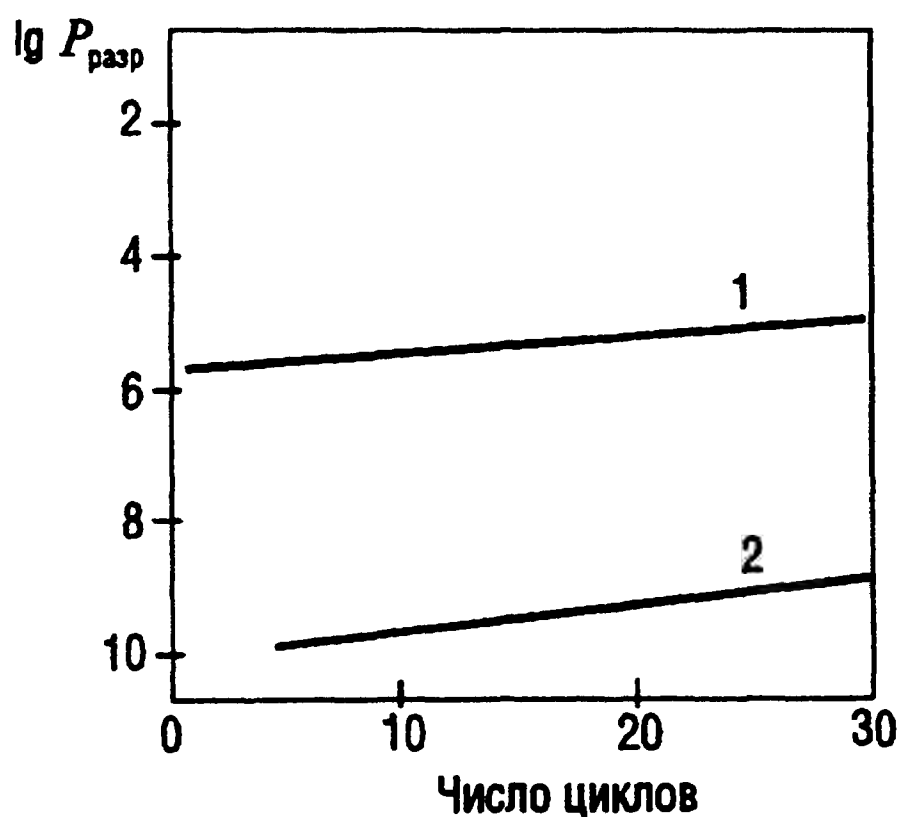


Рис. 126. Зависимость вероятности разрушения трубопровода от числа рабочих циклов:
1 — вероятность полного разрыва трубопровода в случае 100%-ного контроля имеющимся на АЭС методом на 1991 г.; 2 — вероятность полного разрыва трубопровода в случае 100%-ного контроля с повышенной выявляемостью

ленных ГИ) вероятность разрыва трубопровода существенно снизилась (кривая 2), т. е. надежность трубопровода по критерию сопротивления полному разрыву повысилась.

Если провести полный, 100%-ный дефектоскопический контроль трубопроводов Ду 500 средствами, имевшимися на НВАЭС и КолАЭС на момент 1991 г., затем провести ремонт дефектов по результатам контроля, но не проводить ГИ, то вероятность $P_{\text{разр}}$ существенно уменьшится (на 5 порядков). Успешно проведенные ГИ с последующим ремонтом выявленных в режиме ГИ дефектов приводят к дальнейшему снижению вероятности разрыва трубопровода $P_{\text{разр}}$ (кривая 4) и, соответственно, к увеличению надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов по критерию сопротивления полному разрыву.

В случае применения для 100%-ного контроля средств дефектоскопического контроля с более высокой достоверностью выявления дефектов (РГ, УЗК по методике НИКИМТ или «Техна-том» (см. разд. 2.12), произойдет дальнейшее существенное снижение вероятности разрыва трубопровода (кривая 5, рис. 125). При этом вероятность разрыва трубопровода становится существенно ниже 10^{-6} ($P_{\text{разр}} \ll 10^{-6}$), что характеризует это событие как практически невозможное.

Другими словами, в случае 100%-ного контроля трубопровода средствами РГ и/или УЗК, обеспечивающими повышенный уровень достоверности и описанными в разд. 2.12, будет обеспечен практически безопасный уровень эксплуатации трубопроводов по критерию сопротивления его полному разрыву.

С увеличением числа блоков или протяженности трубопрово-

дов их совокупная надежность должна уменьшиться. Эта закономерность количественно отражена на рис. 126, где показаны вероятности события — полный разрыв хотя бы одного из трубопроводов Ду 500 или Ду 200 реакторов ВВЭР-440 на четырех блоках (КолАЭС — I и II блоки и НВАЭС — III и IV блоки).

Увеличение числа реакторов с 1 до 4 и увеличение протяженности трубопроводов (учет дополнительно к трубопроводам Ду 500, а также трубопроводов Ду 200) приводит к заметному (почти на порядок) повышению вероятности разрыва трубопровода хотя бы на одном блоке из четырех. При этом вероятность разрыва повышается как для средств контроля, имевшихся на АЭС к 1991 г. (кривая 1), так и для контроля с улучшенной достоверностью (кривая 2).

В заключение необходимо еще раз отметить, что полученные результаты учитывают фактическое состояние конструкций трубопроводов, металла, средств неразрушающего контроля и технологии изготовления трубопроводов. Представленные на рис. 124—126 результаты расчетов надежности (вероятности разрыва или течи) справедливы для КолАЭС для всех режимов эксплуатации, включая НУЭ, АС и МРЗ. Для НВАЭС эти результаты справедливы только для режимов НУЭ и АС (подробней о режиме МРЗ для НВАЭС см. разд. 2.5 и 3.2).

2.14. О возможности обеспечения абсолютной надежности ГЦТ реакторов ВВЭР-440 по критерию сопротивления разрыву

В предыдущем разделе было введено понятие практически невозможного события как события, вероятность которого существенно меньше 10^{-6} . Значение 10^{-6} выбрано в связи с тем, что оно характеризует так называемую фоновую безопасность человека, т. е. безопасность человека в быту и природной среде, не связанных с современной техникой. Кроме того, значение 10^{-6} достаточно мало. Так, например, Карл Куссмауль, известный немецкий специалист в области конструкционной прочности, которого часто приглашают как независимого эксперта в суды при расследовании спорных вопросов, связанных с техногенными авариями, рассказывал на советско-германском научном семинаре по проблемам надежности АЭС (Штутгарт, 1990 г.), что английский суд не принимает во внимание события, если они могли бы произойти с вероятностью 10^{-6} или меньшей.

Для сравнения отметим, что вероятность гибели человека в течение года в таких отраслях техники, как горнодобывающая про-

мышленность, строительство, транспорт и некоторые другие имеет порядок 10^{-2} ; в автомобильных катастрофах — 10^{-4} ; в пассажирских авиаперевозках — 10^{-5} .

С учетом изложенного выше введем следующие определения:

Практически невозможное событие — это такое событие, вероятность свершения которого существенно меньше 10^{-6} ($\ll 10^{-6}$);

Практически надежная конструкция по заданному критерию — это такая конструкция, вероятность отказа которой по данному критерию существенно меньше 10^{-6} ($\ll 10^{-6}$);

Практически безопасная конструкция (по заданному событию или критерию) — это такая конструкция, опасность эксплуатации которой характеризуется возможностью совершения заданного события (или превышение критерия) с вероятностью $\ll 10^{-6}$.

Как показано в предыдущем разделе, ГЦТ реакторов ВВЭР-440 на III, IV блоках НВАЭС и I, II блоках КолАЭС (в случае реализации 100%-ного контроля средствами дефектоскопии с повышенной достоверностью) являются практически безопасными в эксплуатации конструкциями (по критерию сопротивления внезапному полному разрыву).

В то же время указанные трубопроводы могут обладать не только $P_{\text{разр}} \ll 10^{-6} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$, но и $P_{\text{разр}} = 0$. Как следует из рис. 125, после проведения успешных гидравлических испытаний и ремонта выявленных дефектов, вероятность разрыва ГЦТ становится равной нулю. После 9 циклов нагружения (разогрев — расхолаживание) вероятность разрыва становится отличной от нуля.

Равенство нулю вероятности разрыва трубопровода ($P_{\text{разр}} = 0$) означает, что событие «внезапный полный разрыв трубопровода» невозможно.

Если событие, по которому оценивают надежность и безопасность конструкции, является невозможным (т. е. вероятность его свершения равна 0), то в этом случае можно говорить об абсолютно надежной и абсолютно безопасной эксплуатации конструкции.

Применительно к ГЦТ реакторов ВВЭР-440 I, II блоков Кольской и III, IV блоков НВАЭС можно утверждать, что если число циклов «разогрев-расхолаживание» между гидроиспытаниями не превышает 9, в этом случае эти трубопроводы являются абсолют-

но надежными и абсолютно безопасными (по критерию сопротивления внезапному полному разрыву).

Очевидно также, что для этих же трубопроводов достижимы состояния абсолютной надежности и абсолютной безопасности эксплуатации по критерию сопротивления возникновению устойчивой течи через сквозную трещину. Однако для определения количественных условий реализации таких состояний ГЦТ нужны дополнительные исследования.

2.15. Особенности реализации системы безопасности ТПР на НВАЭС и КолАЭС

Блок-схемы систем безопасности «течь перед разрушением», реализованных на Нововоронежской и Кольской АЭС, показаны, соответственно, на рис. 127 и рис. 128.

Из сравнения блок-схем, представленных на обоих рисунках, следует, что в целом системы безопасности на НВАЭС и КолАЭС различаются незначительно. Различия касаются элементов 2 и 6 систем. Так, на НВАЭС задействованы три независимые системы контроля течи:

по влажности пара с использованием влагомера «Волна-1М» (чувствительность — 70 л/ч);

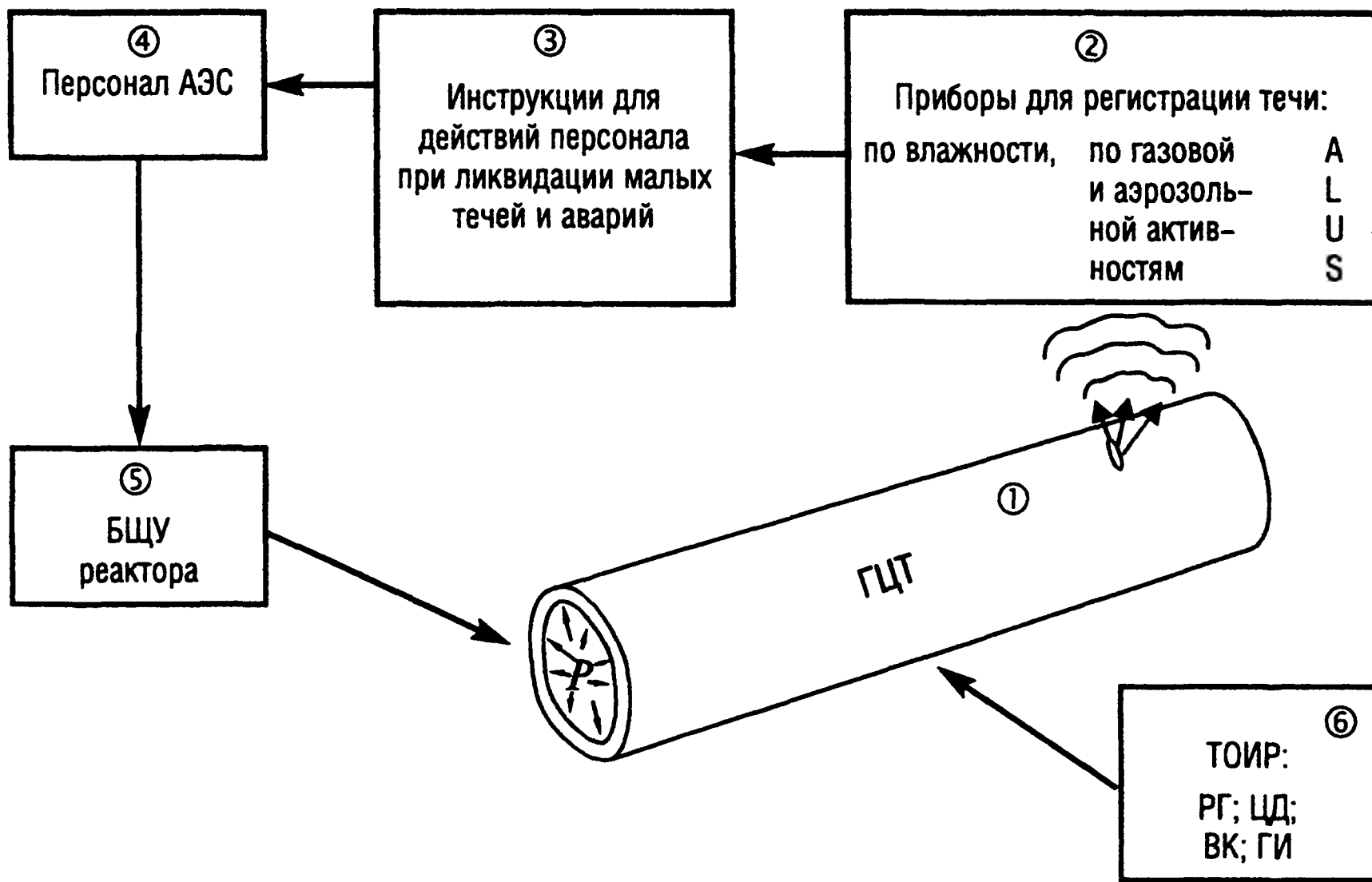


Рис. 127. Блок-схема системы безопасности «течь перед разрушением» для ГЦТ блоков III и IV НВАЭС

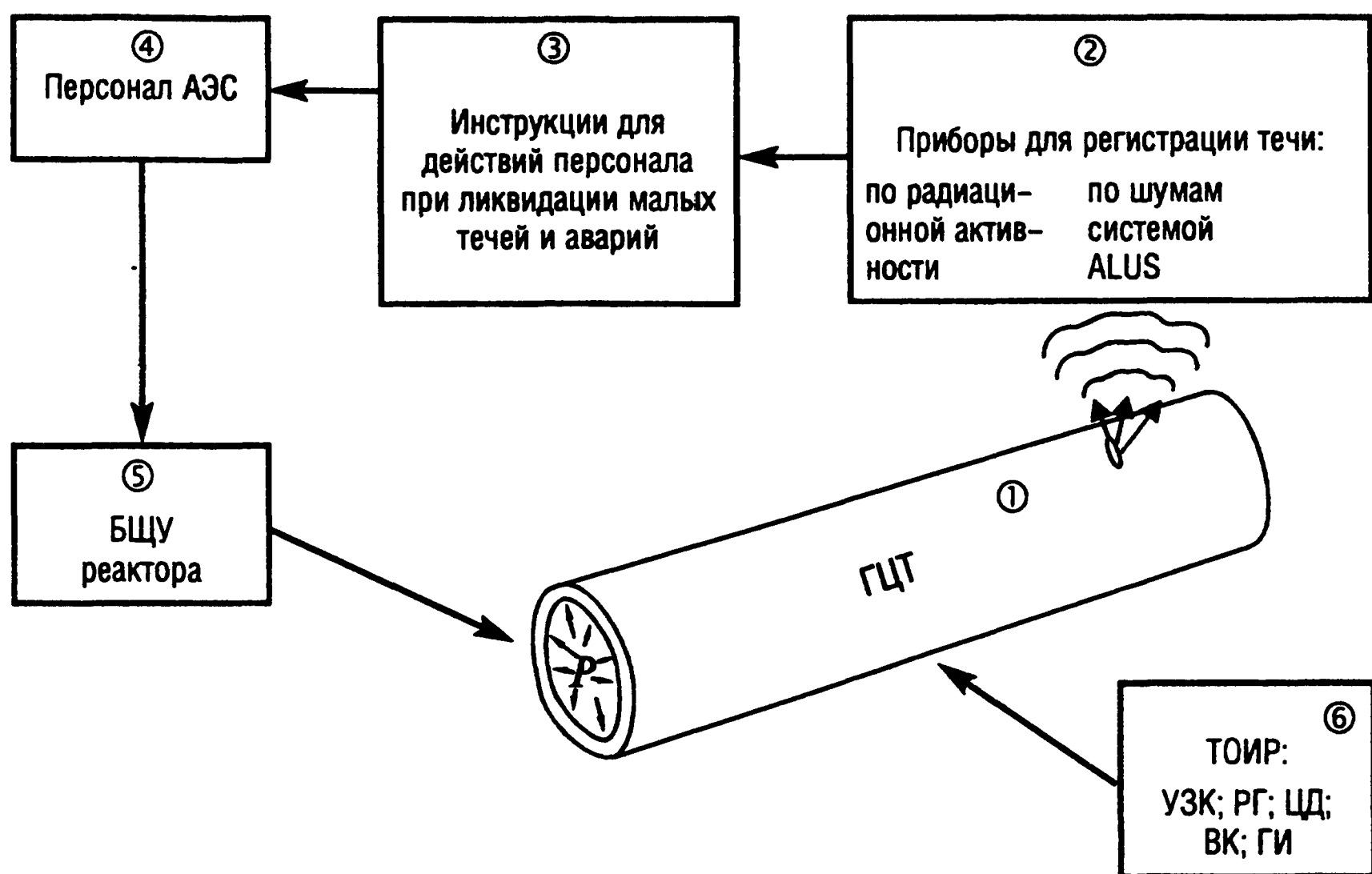


Рис. 128. Блок-схема системы безопасности «течь перед разрушением» для ГЦТ блоков I и II КолАЭС

по газовой и аэрозольной активности с чувствительностью контроля течи в зависимости от помещения от 2,7 до 63,0 л/ч;

по шумовым сигналам, регистрируемым вибродатчиками системы ALUS фирмы Сименс, установленные на трубопроводах Ду 500 (чувствительность от 52 до 390 л/ч в зависимости от места расположения течи).

На КолАЭС использованы две независимые системы контроля течи (что допускается «Техническими требованиями...» [49]):

аппаратурой радиационного контроля с чувствительностью контроля в герметичных помещениях, в которых расположены ГЦТ — не ниже 10 л/ч;

вибродатчиками системы ALUS фирмы «Сименс», установленными на трубопроводах Ду 500 и Ду 200 с максимальной чувствительностью для Ду 500 505 л/ч (I блок) и 394 л/ч (II блок) и для Ду 200 — 135 л/ч.

Для большинства точек указанных трубопроводов чувствительность системы ALUS существенно ниже и может достигать 29 л/ч (например, на участке трубопровода между парогенератором и главной запорной задвижкой).

Различия в части ТОИР (6 элемент блок-схемы) заключались в том, что для повышения достоверности контроля на НВАЭС

акцент сделан на радиографические методы дефектоскопии, а на КолАЭС — на ультразвуковые, в том числе с использованием автоматизированной установки УЗК SIMUS 2000.

Следует отметить, что элементы 1—4 системы безопасности ТПР обеспечивают реализацию концепции ТПР в ее классическом варианте.

Как уже указывалось (см. разд. 1.10 и 1.11), классический вариант не позволяет в полной мере исключить из практики эксплуатации внезапный разрыв трубопровода на действующем реакторе.

Полностью предотвратить разрыв трубопровода возможно только в рамках системного подхода к реализации концепции ТПР. В этом случае решающее значение имеет правильная технология и соответствующие средства проведения дефектоскопического контроля и гидравлических испытаний (элемент 6 на рис. 127 и 128).

Реализация на КолАЭС (блоки I, II) и НВАЭС (блоки III, IV) системы безопасности «течь перед разрушением» позволила обеспечить практически безопасную эксплуатацию ГЦТ Ду 500 и Ду 200. В случае не превышения между ГИ 9-ти циклов «разогрев-расхолаживание» обеспечивается абсолютная надежность и абсолютная безопасность эксплуатации трубопроводов по критерию сопротивления их полному разрыву.

Глава 3. Некоторые вопросы, связанные с применением концепции ТПР

3.1. Обеспечение безопасности эксплуатации ТОТ ПГ реакторных установок типа ВВЭР с использованием концепции ТПР*

ТОТ ПГ РУ типа ВВЭР отличается от ГЦТ прежде всего геометрическими размерами. Маленький диаметр ТОТ (15 мм) не является препятствием для применения к ней концепции ТПР. Влияние большой кривизны поверхности трубки на коэффициенты интенсивности напряжений, кинетику трещин, их критические размеры и величину раскрытия сквозной трещины легко учитывается современными методами механики разрушения [75, и др.].

Не является препятствием для применения концепции ТПР и тепловой поток через стенки ТОТ. Тепловой поток через стенку трубки приводит лишь к образованию градиента температур по толщине стенки и возникновению соответствующих термических напряжений. Возникающие в ТОТ термические напряжения в действительности из-за малой толщины стенки ТОТ имеют малое значение. Однако, даже если бы они были велики, их влияние может быть учтено в рамках концепции ТПР.

Таким образом, принципиальные препятствия для обеспечения безопасности эксплуатации ТОТ ПГ на основе концепции ТПР отсутствуют.

С учетом же того, что стенки ТОТ представляют собой границу, удерживающую давление теплоносителя первого контура, что число ТОТ в реакторной установке типа ВВЭР-1000 составляет 44 000, что их общая протяженность равна примерно 36 000 м, и что разрыв нескольких ТОТ представляет угрозу с точки зрения радиационной безопасности, в том числе и для нормального функционирования активной зоны реактора, обеспечение безопасности эксплуатации ТОТ и трубных пучков в целом на основе концепции ТПР является актуальной задачей. За рубежом в этом направлении получены положительные результаты [76, 77 и др.].

* Исследования были проведены в рамках рабочей группы по вопросам эксплуатации ПГ (руководитель Н.Н. Давиденко). В исследованиях принимали участие Б.И. Лукасевич, В.Ф. Титов и В.В. Денисов (ОКБ ГП), В.Ф. Погорелый и В.И. Полях. (БалАЭС), С.А. Немытов, К.А. Корниенко (концерн РЭА), В.К. Шепардин (НИАР) и др.

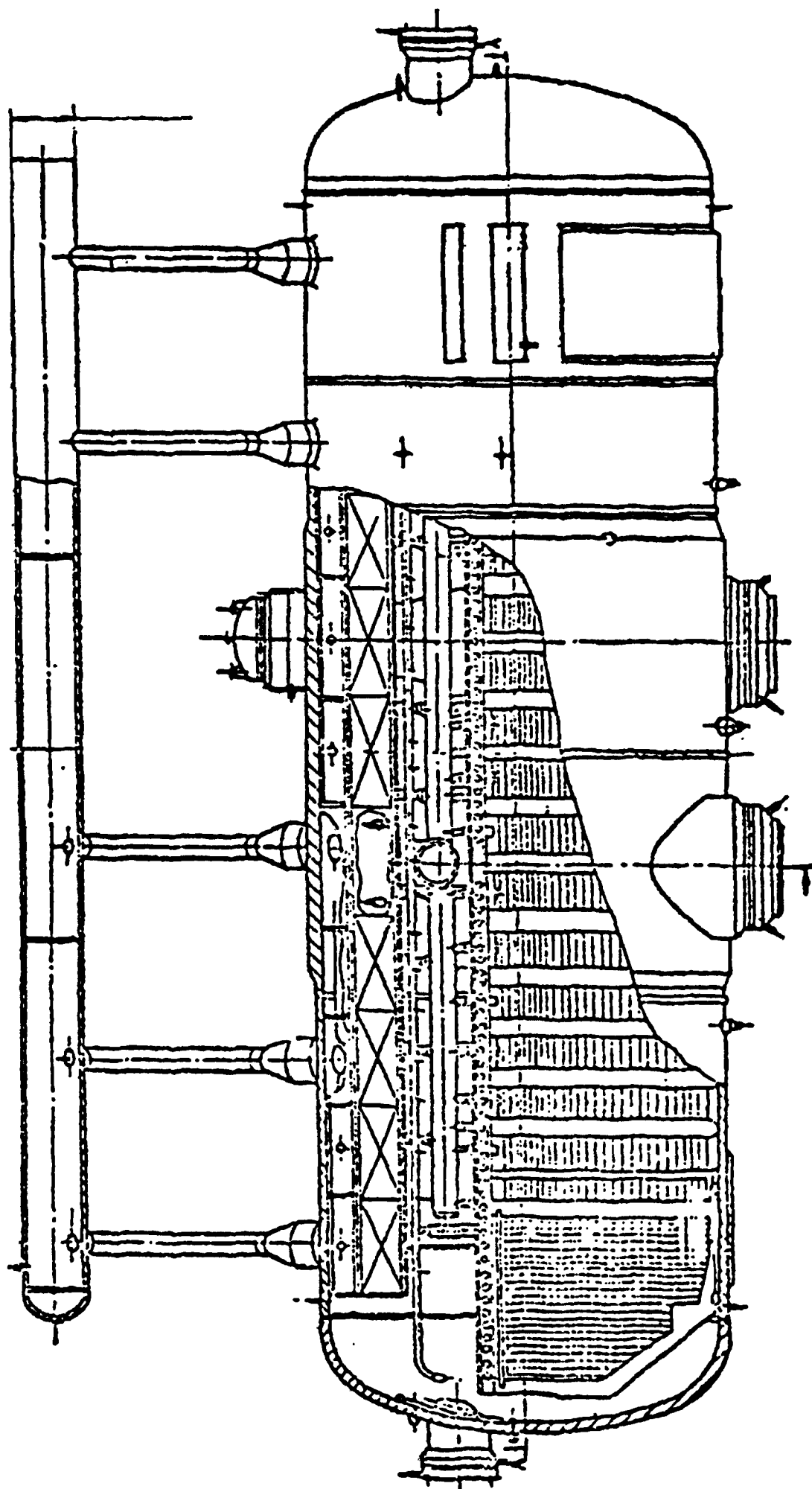


Рис. 129. Парогенератор ПГВ-1000. Продольный разрез

Ниже приведены результаты исследований, проведенных для парогенераторов БалАЭС, на II блоке которой в 1996 г. были выявлены массовые повреждения ТОТ (парогенераторы 2 ПГ1, 2 ПГ3 и 2 ПГ4). Несмотря на то, что результаты получены для ВВЭР-1000, они являются принципиально применимы также и для РУ типа ВВЭР-440.

Схематическое изображение ПГ с ТОТ дано на рис. 129—131.

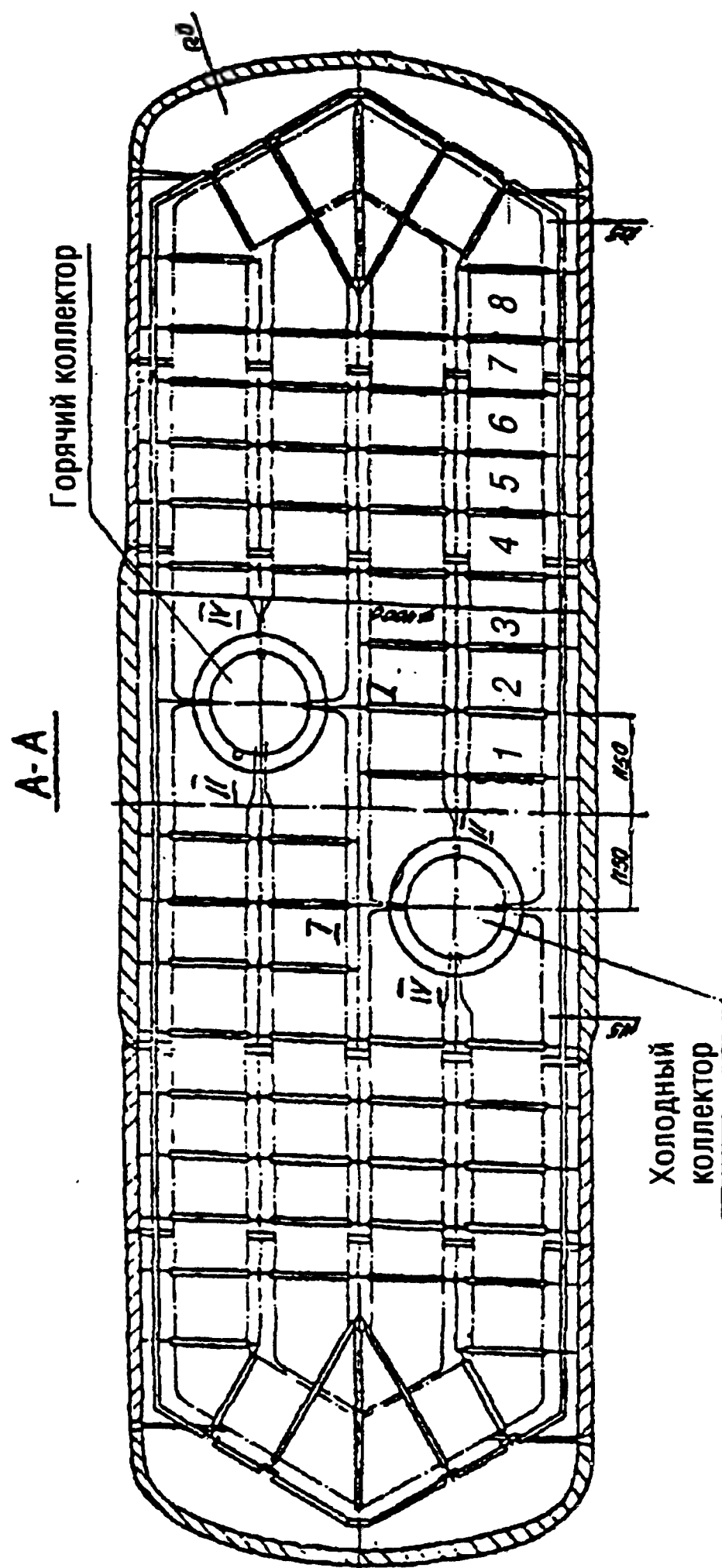


Рис. 130. Парогенератор ПГВ-1000. Горизонтальный разрез

На этих схемах указаны цифровые обозначения дистанционирующих решеток ТОТ в направлении к «горячему» торцу ПГ.

Трубки изготовлены из стали 08Х18Н10Т. Диаметр трубки 15 мм, толщина стенки 1,5 мм. Свойства стали должны соответствовать ТУ 14-3-197- 89.

Парогенераторы № 1, 3 и 4 были введены в эксплуатацию в составе II блока БалАЭС в марте 1987 г. В 1990 г. были проведе-

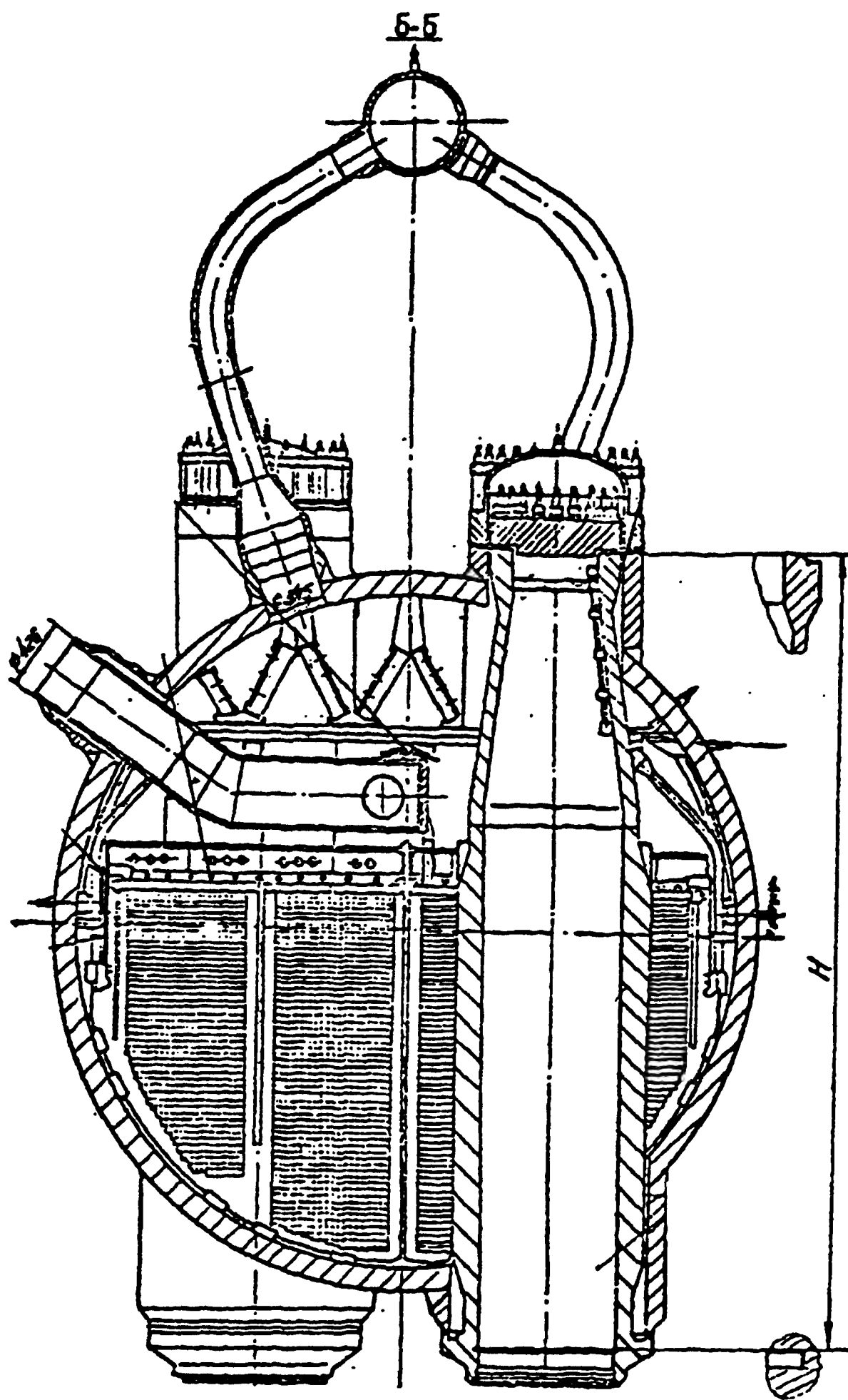


Рис. 131. Парогенератор ПГВ-1000. Поперечный разрез

ны НТО и разневоливание коллекторов. Нарботка на 01.01.96 г. составила 50 200 ч.

В апреле-мае 1996 г. на ПГ 1, ПГ 3 и ПГ 4 блока II БалаЭС были зафиксированы течи из первого контура во второй до 5 л/ч, что в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации ПГ потребовало останова блока, поиска и устранения течей.

Дефектоскопический контроль вначале аквариумным методом, затем вихретоковым (ВТ) показал повреждения на теплообменных трубках (ТОТ).

Эксплуатирующей организацией концерн Росэнергоатом и Балаковской АЭС были организованы широкомасштабные работы по определению размеров повреждения, причин повреждения, устранению причин повреждения и решению вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации, ремонта и пуска парогенераторов в эксплуатацию. В рамках указанных работ была составлена и реализована исследовательская программа, целью которой было:

- 1) анализ причин повреждений ТОТ в ПГ II блока;
- 2) исследование возможности дальнейшей эксплуатации ТОТ ПГ после глушения, отмывки поверхности и других предписанных мероприятий;
- 3) обоснование критериев глушения ТОТ;
- 4) уточнение остаточной прочности, остаточного ресурса и надежности ТОТ 2ПГ1, 2ПГ3 и 2ПГ4;
- 5) определение объема технических мероприятий в ППР-96-97, необходимого для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации ПГ с имеющимися повреждениями ТОТ до следующего ППР;
- 6) разработка и обоснование необходимого объема работ в последующий ППР (после ППР-96).

В рамках указанной исследовательской программы удалось применить изложенные выше методы и технологии (гл. 1 и 2), разработать и реализовать технические решения, обеспечивающие приемлемый уровень безопасности эксплуатации трубных пучков парогенераторов, учитывающих положения концепции «течь перед разрушением» в системной постановке. Изложение полученных при этом результатов исследования является целью настоящего раздела.

Условия эксплуатации до ППР-96 в целом соответствовали нормативным требованиям.

Термомеханические условия эксплуатации по числу реализованных циклов нагружения находились в пределах нормы.

Сведения о водно-химических режимах свидетельствуют о том, что наблюдались эпизодические отклонения ВХР от требований ОСТ 34-37-769-85 и «Временных норм ВХР второго контура», введенных с 01.01.91 г.

Общее время отклонений рН, Na, Cl и электропроводимости от нормированных значений меньше 1% наработки.

По данным АЭС, отклонения связаны с повышенными присо-

сами охлаждающей воды в конденсаторах турбин и турбопитательных насосах.

24 апреля 1996 г. II блок был остановлен в связи с течью в парогенераторе № 4. После устранения течи путем глушения труб в процессе разогрева РУ были зафиксированы течи в ПГ-1 и ПГ-3. Течи были устранены, однако, затем в результате пневмогидравлических испытаний были обнаружены новые текущие трубки в ПГ-1, 3 и 4, всего 67 штук.

В предположении, что процесс появления течей в трубах может продолжаться, руководством концерна «Росэнергоатом» была назначена комиссия, которая сделала заключение о необходимости вихретокового контроля (ВТК) труб ПГ и о возможных причинах их повреждения.

Были разработаны программы проведения ВТК, вырезки и исследования труб и аналогичные мероприятия по проверке коррозионного состояния ПГ и ведения водно-химического режима (ВХР), а также по очистке трубчатки ПГ от отложений химическими отмылками.

Всего ПГМК неплотных трубок (т. е. трубок со сквозными дефектами) было выявлено: 2ПГ-1 — 45; 2ПГ-3 — 39; 2ПГ-4 — 42.

Течи выявлены, главным образом, в трубках нижних рядов: на ПГ-1 с 106-го по 31-й; на ПГ-3 с 110-го по 99-й; на ПГ-4 с 110-го по 89-й.

Вихретоковой контроль проводили автоматической установкой фирмы «Интерконтроль» не вращающимся зондом. Методика позволяла определять только один размер повреждения — в направлении толщины стенки. Кроме того, определяли координату повреждения по длине трубки (от коллектора).

Объем контроля был определен «Рабочей программой контроля металла ТОТ и перемычек коллекторов ПГ II блока установкой «Интерконтроль».

Браковочный уровень повреждения был принят на уровне 70% толщины стенки трубки.

Результаты контроля показали:

1. Общее число дефектных трубок (с глубиной дефекта >70%) составило ПГ-1 — 941 из 10947 проконтролированных; ПГ-3 — 431 из 10380 проконтролированных; ПГ-4 — 351 из 10942 проконтролированных;

2. Процент поврежденных трубок составил (по отношению к проконтролированным): ПГ-1 — 8,6; ПГ-3 — 4,15%; ПГ-4 — 3,2%.

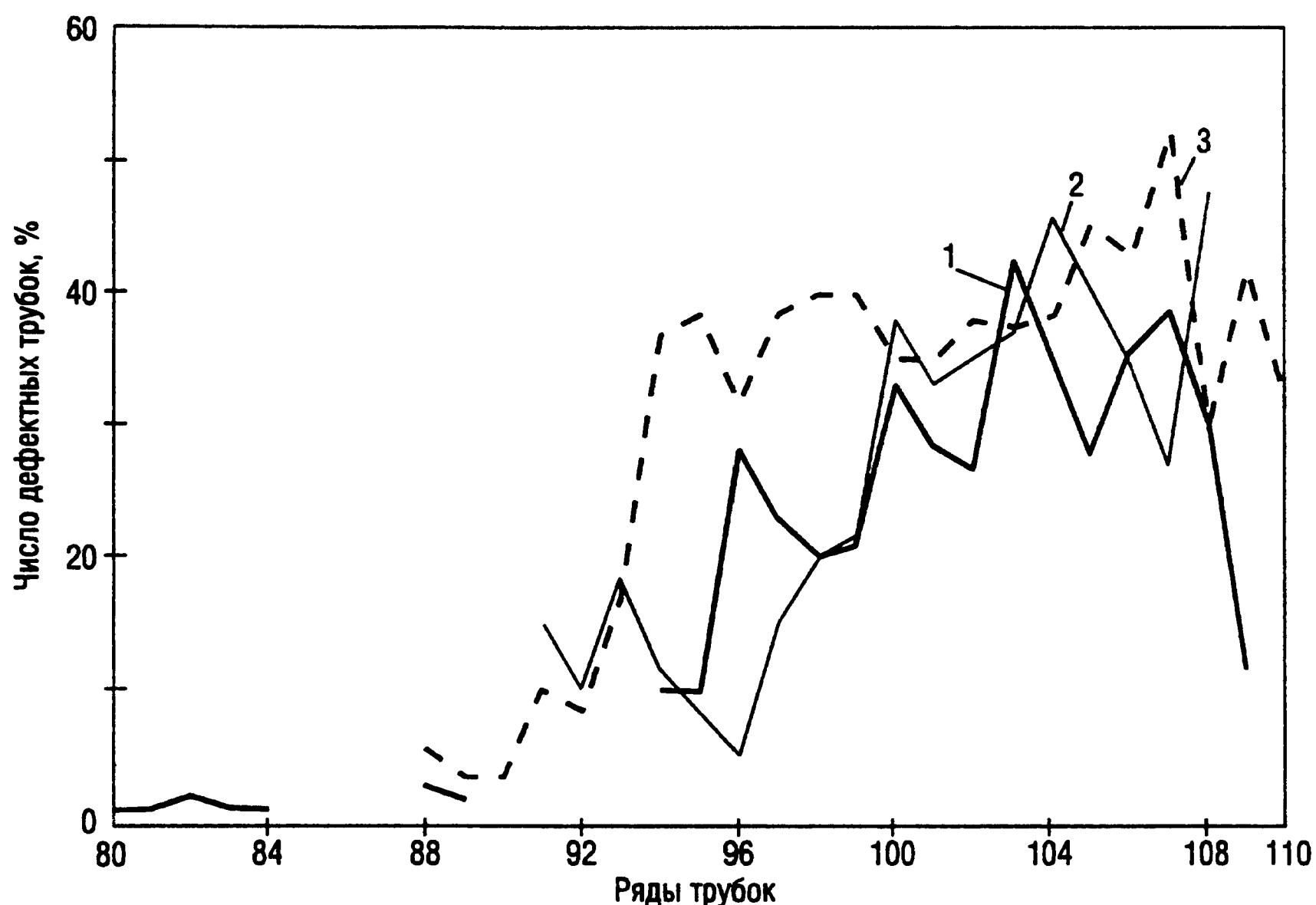


Рис. 132. График распределения дефектных трубок по рядам:
1 — ПГ-1; 2 — ПГ-3; 3 — ПГ-4

3. Плотность дефектных трубок в нижней части ПГ существенно выше, чем в верхней части, о чем свидетельствуют результаты 1 этапа контроля: ПГ-1 — 23,2%; ПГ-2 — 18,0%; ПГ-3 — 22,9%.

Сквозные дефекты, зафиксированные пневмогидравлическим методом, также расположены в ТОТ нижних рядов.

4. Дефекты находятся ближе к горячему коллектору, причем большая часть из них находится во второй полуокружности.

5. Дефекты между дистанционирующими решетками находятся преимущественно в нижних рядах.

6. Дефекты в районе дистанционирующих решеток расположены как в нижних, так и в верхних рядах ТОТ.

Распределение дефектных ТОТ по рядам трубок показано на рис. 132.

После осушения ПГ визуальным осмотром было установлено, что примерно 10 нижних рядов ТОТ погружены в шлам.

7 августа 1996 г. на 2ПГ-3 была вырезана трубка 60—96, второй полуокружности в районе горячего коллектора.

Трубки вырезали абразивным инструментом по технологии, разработанной Балаковской АЭС (ПР-026).

На вырезанной трубке была обследована поверхность на расстоянии 70, 90 и 130 мм от коллектора.

На расстоянии ~ 70 мм: отложения 103,6 г/м², черно-коричневого цвета, рыхлые, легко удаляются механическим способом. Под отложениями оксидная пленка серого цвета, прочно сцепленная с поверхностью. Состав отложений FeO₃ — 91,35%; CuO — 8,6%. Язвин и следов коррозии не обнаружено.

На расстоянии ~ 90 мм: отложения 226,9 г/м², под слоем рыхлых отложений незначительное количество отложений меди, расположенных неравномерно по поверхности отдельными пятнами диаметром до 1,5 мм в количестве 8—10 шт. на 100 см. Под отложениями меди язвины диаметром до 0,5 мм и глубиной до 0,3 мм.

Химический состав отложений: Fe₂O₃ — 82%; CuO — 17,1%.

На расстоянии ~ 130 мм: отложения 632,3 г/м². Под слоем рыхлых отложений вся поверхность покрыта отложениями меди, прочно сцепленными с металлом трубки. Под отложениями меди — значительное количество мелких язвин диаметром до 1 мм и глубиной до 0,5 мм. Имеется одна сквозная язва диаметром 3 мм со стороны второго контура и диаметром 1 мм со стороны первого контура.

Состав отложений: Fe₂O₃ — 63,44%; CuO — 30,32%.

Исследования проводили на других трубках, вырезанных из ПГ-3 (60-96ПГ, 60-102ПГ). По результатам исследований можно было сделать следующие выводы:

1. Химический состав стали, из которой изготовлена поврежденная ТОТ 60-96ПГ (ПГ-3), соответствует стали марки 08X18H10T по ТУ 14-3-197-89.

2. Механические свойства удовлетворяют требованиям ТУ 14-3-197-89.

3. Повреждений, типичных для МКК, не обнаружено (контроль капиллярным методом).

4. Неметаллические включения — в пределах ТУ 14-3-193-89.

5. Внутренняя поверхность трубки коррозионных или других повреждений (кроме следов прохождения зонда) — не имеет.

6. Повреждения трубки 60-96ПГ, ПГ-3:

6.1. Между дистанционирующими решетками 1 и 2 дефектов не обнаружено.

6.2. Между дистанционирующими решетками 2 и 3 следы язвенной коррозии в виде скоплений язв диаметром от 0,3 до 2 мм. Одна язва имеет сквозной характер; диаметр на внешней поверх-

ности — 3 мм, на внутренней — эллипс $0,1 \times 0,8$ мм. Трещины несквозные как от поверхности, так и от язв, одна трещина от язвы — сквозная.

6.3. Под второй дистанционирующей решеткой — язвы глубиной 0,2—0,3 мм.

7. Повреждения трубки 60-102 ПГ, ПГ-3:

Под дистанционирующей решеткой 3 — язвы и трещины вплоть до сквозных, развивающиеся как от язв, так и от поверхности.

7.2. Под дистанционирующей решеткой 4 — коррозионные язвы и коррозионное растрескивание наружной поверхности. Одна трещина развивалась параллельно поверхности.

8. Повреждения трубки 61-1ПГ, ПГ-1:

8.1. Под дистанционирующей решеткой 4 — обнаружены мелкие язвы диаметром до 0,1 мм с плотностью 2 язвы на 1 мм, а также трещины, развивающиеся как от поверхности, так и от язв. Максимальная глубина трещины — 51% толщины стенки трубки.

9. На всех трубках имелись отложения, в том числе и под дистанционирующими решетками. В трещинах обнаружена сера (0,1—1%), медь, следы хрома, хлора, натрия и других элементов.

10. Траектория трещин имеет сильно извилистый характер, что указывает на то, что она определялась главным образом коррозионным воздействием среды и микронеоднородностью стали.

11. В целом трещины ориентированы вдоль оси трубок, что свидетельствует о том, что тангенциальные напряжения превышали осевые.

Фотографии разных типов дефектов, выполненные в НИАР под руководством В.К. Шамардина, представлены на рис. 133—137.

Причины повреждений ТОТ ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС анализировали с помощью метода ретроспективного сетевого моделирования [62, 63]. В систематизированном виде ход анализа с использованием данных, изложенных выше, а также результатов дополнительных расчетов показан на рис. 138.

На 1-ом этапе выделяли основные характеристики повреждения ТОТ ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС, а также информацию с других блоков, если она существенна. Одним из основных критериев правильно проведенного анализа причин повреждения является условие, чтобы эти (эта) причины объясняли все особенности повреждения и процесса повреждения.

На 2-ом этапе выделяли гипотезы о причинах (механизмах)

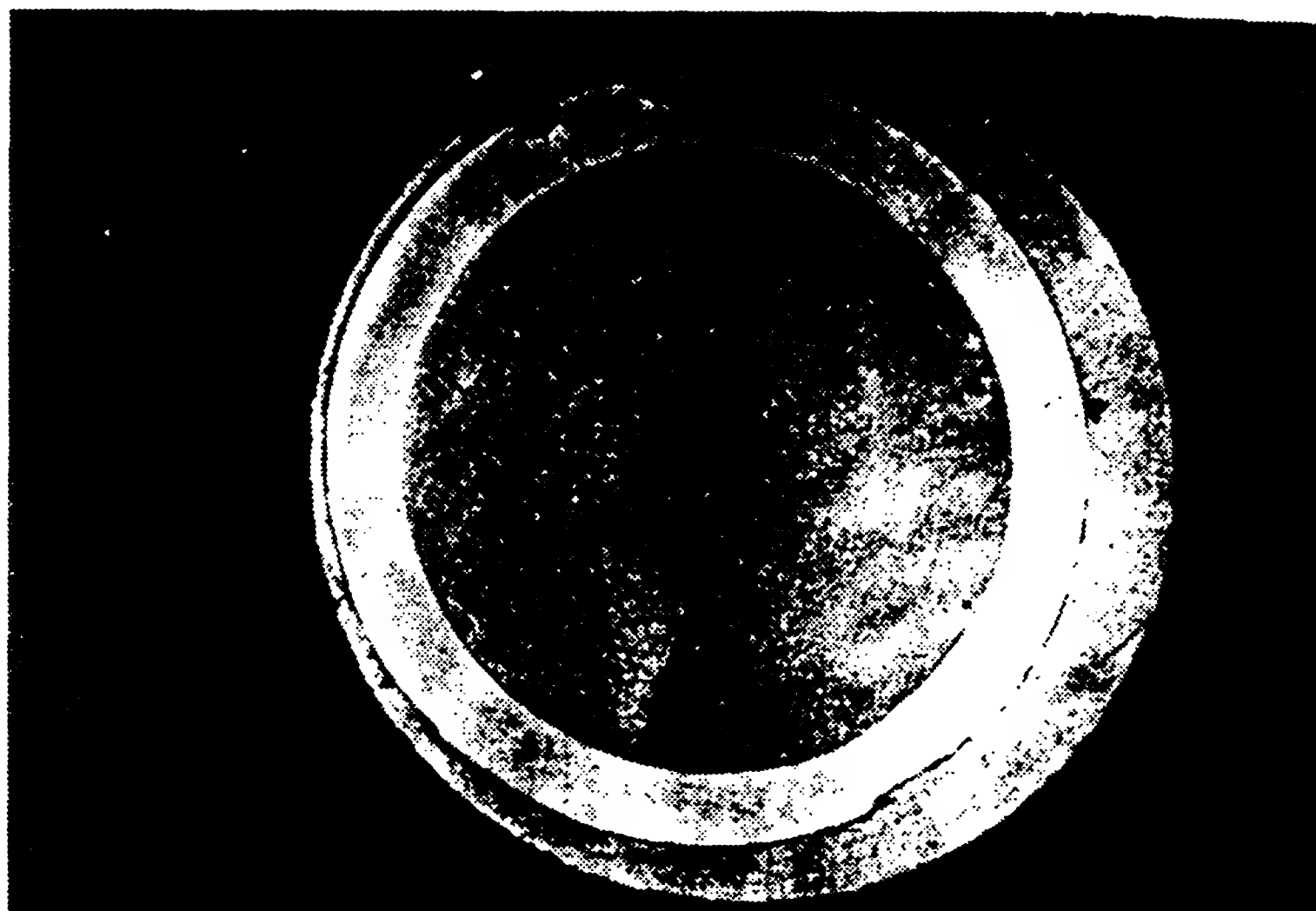
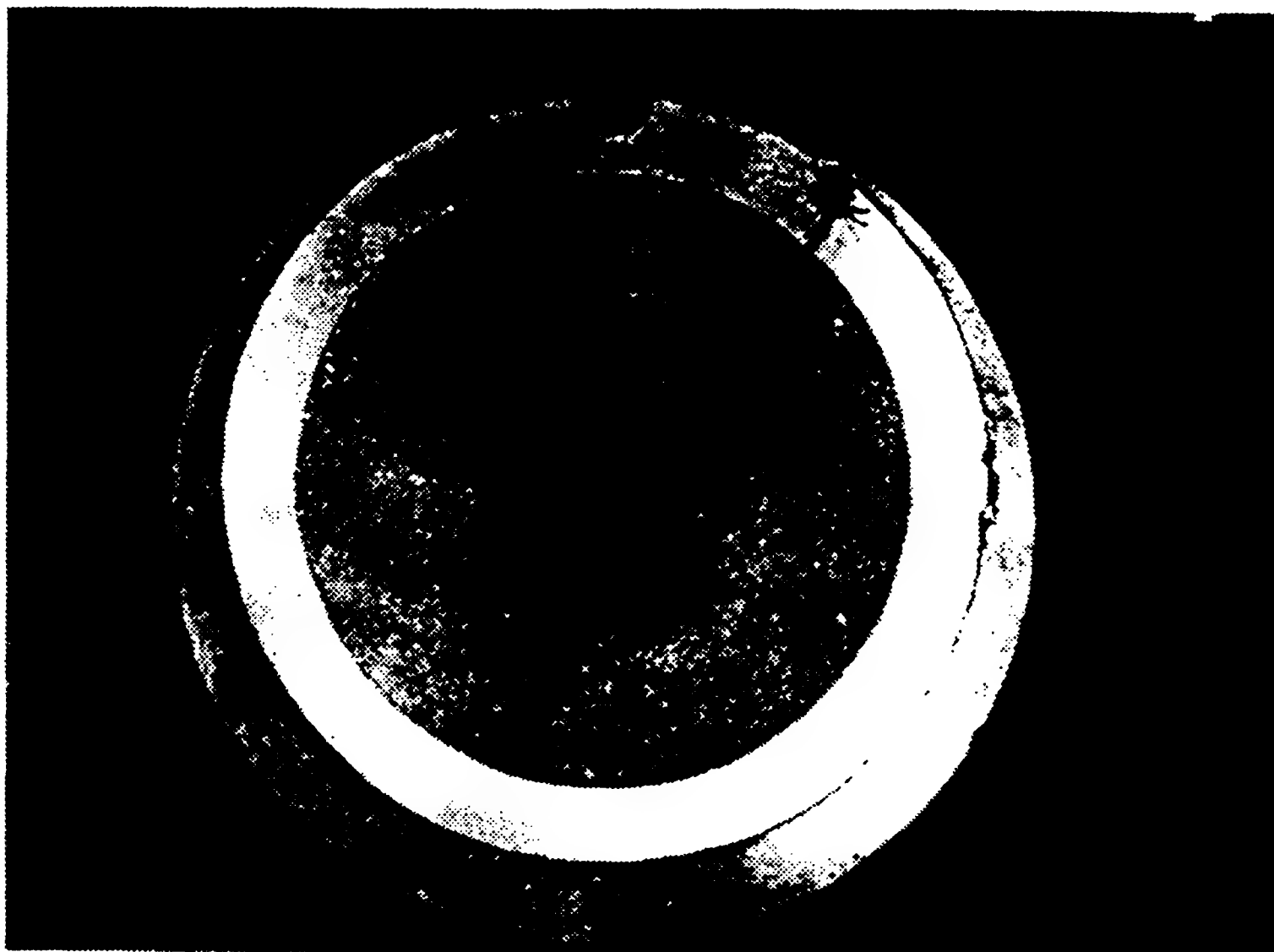


Рис. 133. Участок трубки (60-96ПГ) между второй и третьей дистанционирующими решетками.
Вид коррозионных дефектов на поперечном микрошлифе, $\times 5$

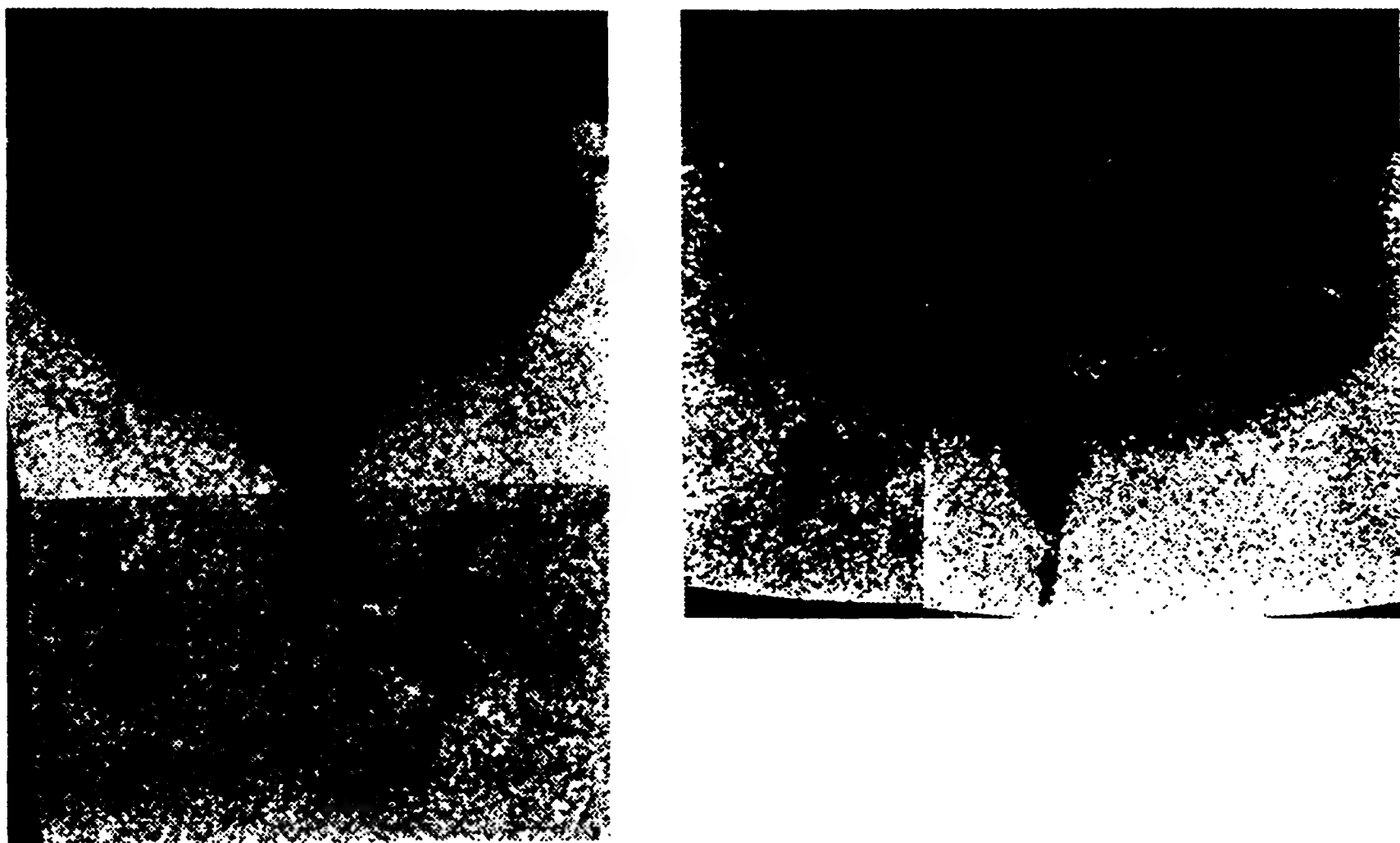


Рис. 134. Участок трубы (60-96ПГ) между 2 и 3 дистанционирующими решетками.

Микроструктура язвы с трещиной на поперечном микрошлифе, $\times 100$

повреждения. К рассмотрению были приняты все гипотезы, высказанные на совещаниях рабочей группы, а также на других совещаниях по обсуждению ПГ II блока БалАЭС (всего 8 гипотез).

На 3-м этапе анализировали факты, данные обследования, расчетов, экспериментального анализа и другие обстоятельства, которые могли бы подтвердить или опровергнуть ту или иную гипотезу.

В результате анализов, выполненных на 3 и 4 этапах, было установлено, что первопричиной повреждений типа язвы и язв с трещинами является попадание продуктов коррозии из конденсатно-питательного тракта и их накопление в виде отложений и шлама.

Накапливание продуктов коррозии из конденсатно-питательного тракта в сочетании с продуктами, попадающими из-за присосов, а также кратковременные нарушения ВХР явились причиной развития повреждений типа трещин (этап 5, см. рис. 138).

Развитие процесса повреждения во времени представлено схематически на рис. 139. Время начала повреждений ТОТ на ПГ-1, 3, 4 (1992 г.) представлено ориентировочно и может быть уточнено дополнительными исследованиями, не входящими в задачу настоящей работы.



a)



б)

Рис. 135. Микроструктура отложений и сквозных дефектов
на внешней поверхности трубки, $\times 100$:

a) — участок трубки (60-102ПГ) под третьей, дистанционирующей решеткой, общий вид; *б)* — зона трещины

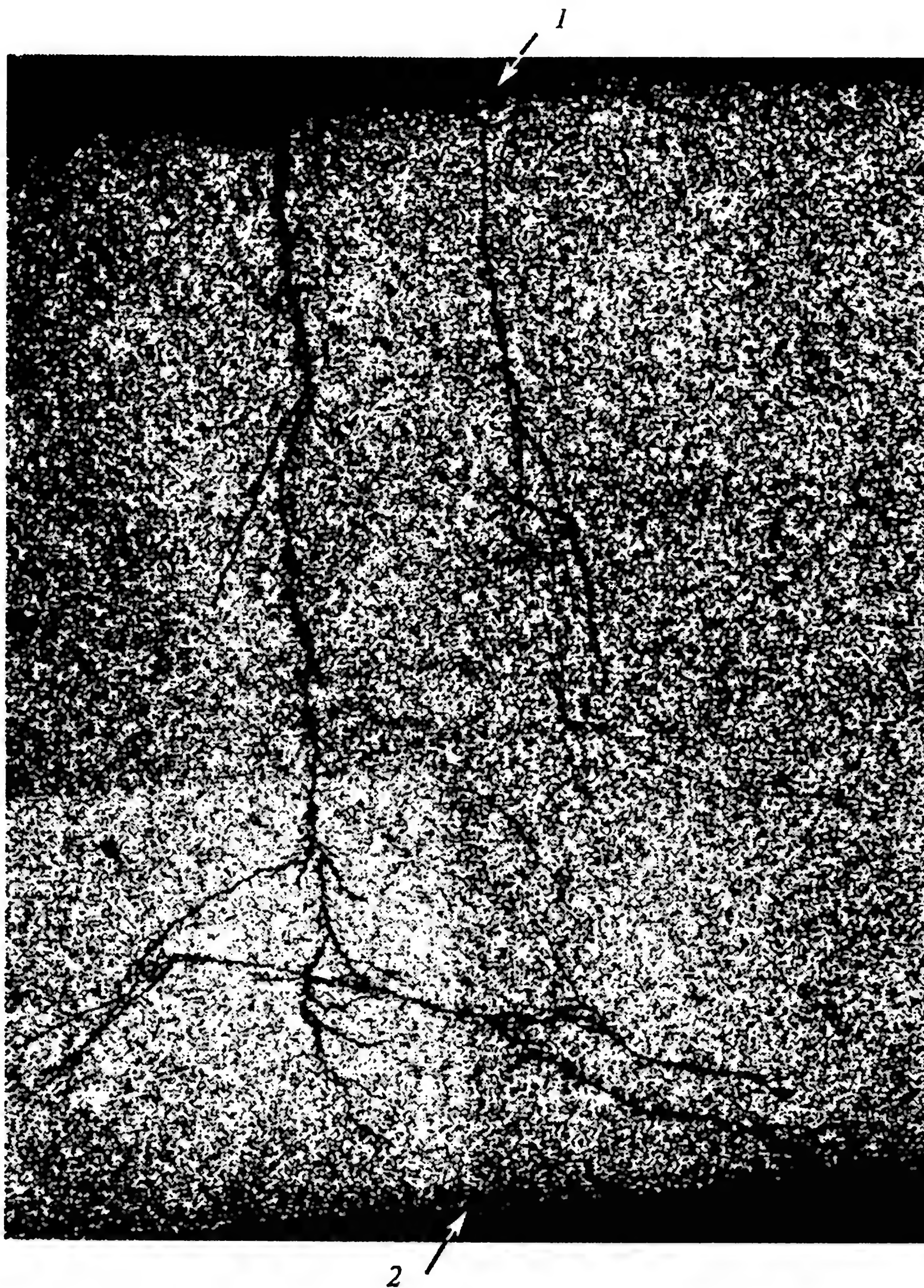


Рис. 136. Растрескивание теплообменной трубки (61-1 II полуокружность) в месте контакта со второй дистанционирующей решеткой, $\times 100$:
1 — наружная поверхность теплообменной трубки; 2 — внутренняя поверхность

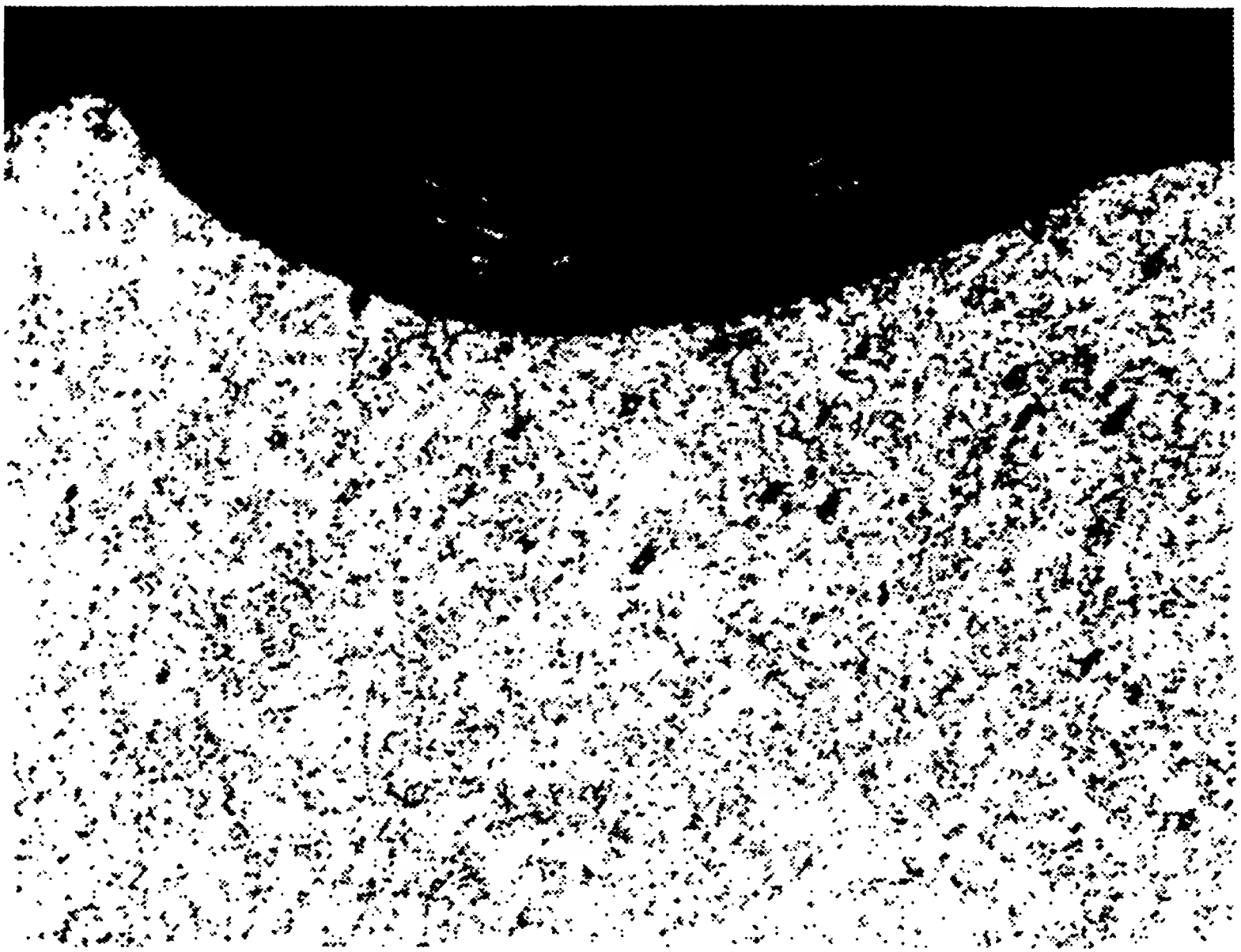


Рис. 137. Коррозионные дефекты на внешней поверхности участка трубки под дистанционирующей решеткой, $\times 100$

После установления первопричины и причин повреждения очевидно, что для предупреждения повреждений рассматриваемого типа необходимо:

- 1) предотвратить накапливание коррозионно-активных элементов в котловой воде ПГ из конденсатно-питательного тракта (прежде всего меди и других элементов);

- 2) организовывать механическую и химическую промывки второго контура ПГ, исключающие накопление продуктов, попадающих из конденсатно-питательного тракта.

Далее были выполнены расчетно-аналитические работы для определения критических размеров дефектов в ТОТ, остаточного ресурса трубного пучка, а также оценки достоверности дефектоскопического контроля, влияния достоверности контроля и гидроиспытаний на надежность трубного пучка, величины течи теплоносителя через сквозные трещины и, наконец, комплексной оценки безопасности эксплуатации трубных пучков с учетом их повреждений, выполненных технических мероприятий в ППР-96 и предстоящих условий эксплуатации.

ТРЕЩИНЫ

- 1) Ветвящаяся, со следами коррозионного воздействия
- 2) Размер, вплоть до сквозных
- 3) Ориентация: большинство вдоль оси ТОТ
- 4) Ориентация: большинство поперек?
- 5) Развиваются с поверхности ТОТ
- 6) На других АЭС наблюдалось только при нарушении ВХР
- 7) Расположены: в средних и верхних рядах
- 8) Длины до 8 мм по внешней поверхности
- 9) В трещине имеется S, Cl и Na

ЯЗВЫ
С ТРЕЩИНАМИ

- 10) Ветвящаяся со следами сильных коррозионных воздействий
- 11) Ориентация вдоль оси ТОТ
- 12) Размеры: глубина до сквозной; длина до 8 мм
- 13) Расположены между дистанционирующими решетками
- 14) Средние ряды ТОТ
- 15) Развиваются с поверхности ТОТ

ЯЗВЫ

- 16) Со стороны второго контура
- 17) Глубина вплоть до сквозных
- 18) Соотношение глубины к диаметру ~0,5
- 19) Встречаются эллипсообразные формы
- 20) Наблюдаются под отложением меди
- 21) Нижние ряды преимущественно в зоне шлама
- 22) Плотность
- 23) По окружности — равномерно
- 24) Под решетками — нет, преимущественно между

Этап 1. Основные признаки повреждений

1. Некондиционный металл

2. Чрезмерно высокий уровень термомеханических напряжений

3. Нарушения ВХР, хлориды

4. Нарушения ВХР, ионы щелочных металлов

5. Нарушения ВХР, pH

6. Солевые отсеки

7. Конденсатно-питательный тракт, присосы

8. Конденсатно-питательный тракт, продукты коррозии

Этап 2. Гипотезы

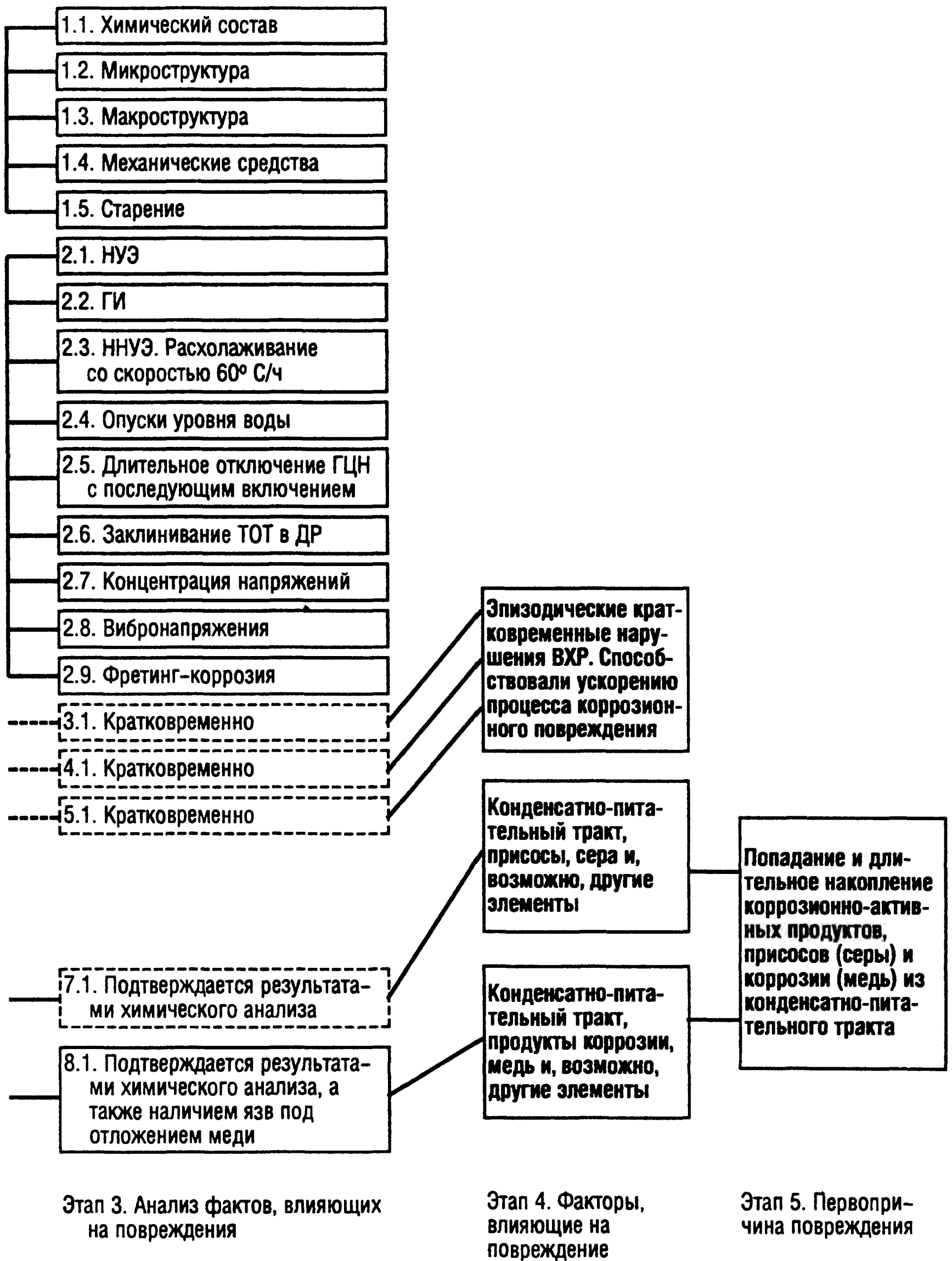


Рис. 138. Анализ причин повреждений методом РСМ

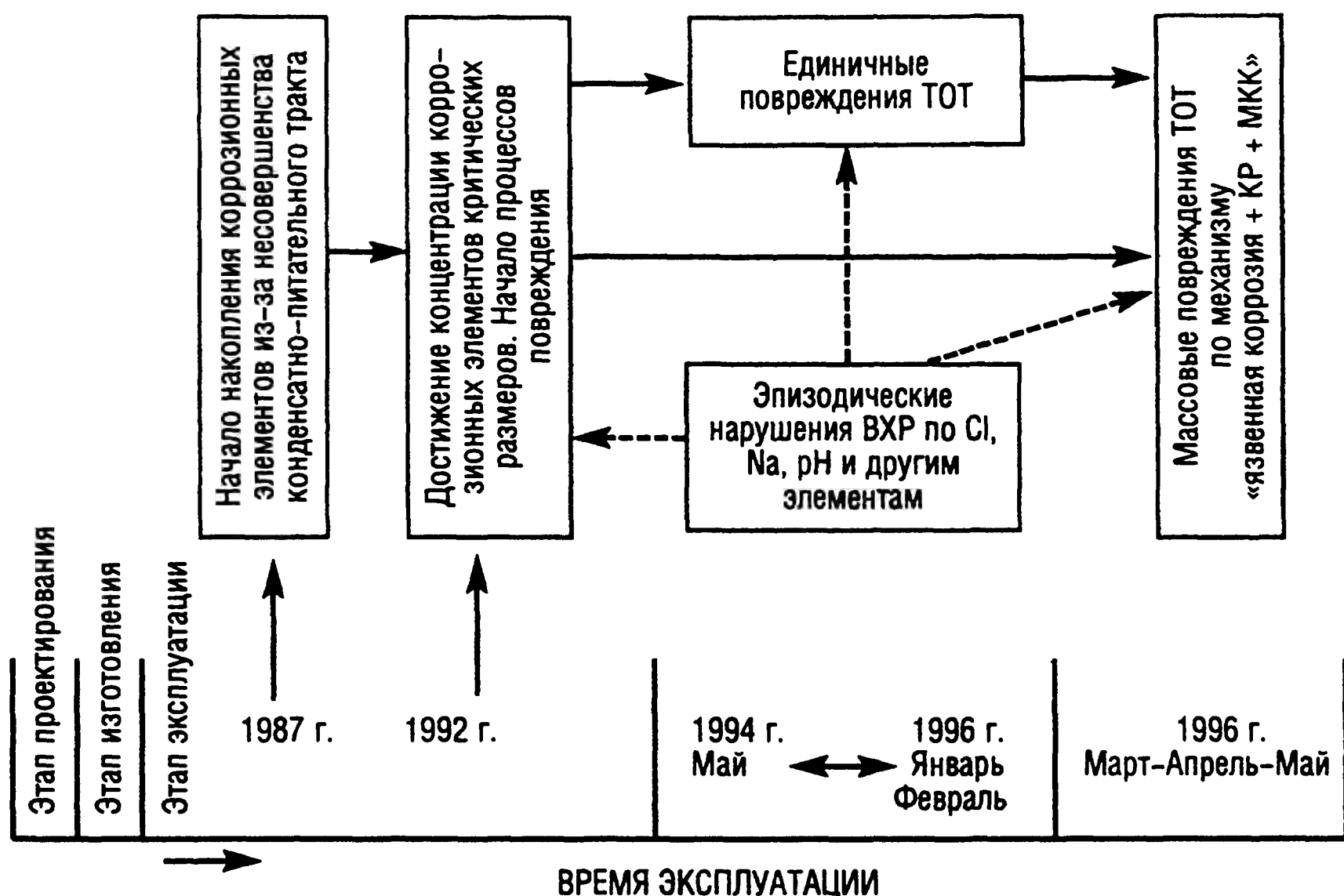


Рис. 139. Развитие процесса повреждения ТОВ во времени

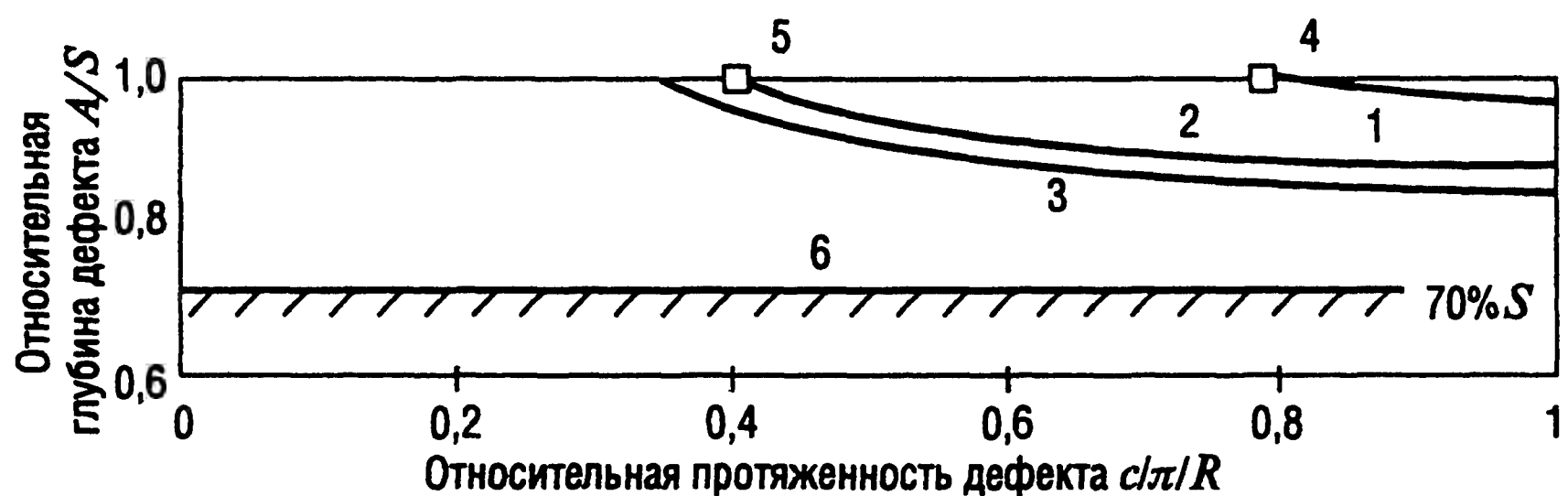


Рис. 140. Продольная ориентация трещин:

Уточненные результаты: 1 — рабочий режим; 2 — аварийный режим; 3 — гидроиспытания; экспериментальные данные [77]: 4 — рабочий режим; 5 — аварийный режим; 6 — браковочный уровень

Принципиально важные заключительные результаты перечисленных исследований представлены на рис. 140—144.

На рис. 140 показаны результаты расчетов критических размеров дефектов в трубках в режимах НУЭ, АС и ГИ. На том же графике точками нанесены экспериментальные результаты оценки критических размеров сквозных дефектов, полученные чешскими специалистами на трубках натурной величины [77]. Видно, что расчетные и экспериментальные результаты достаточно хоро-

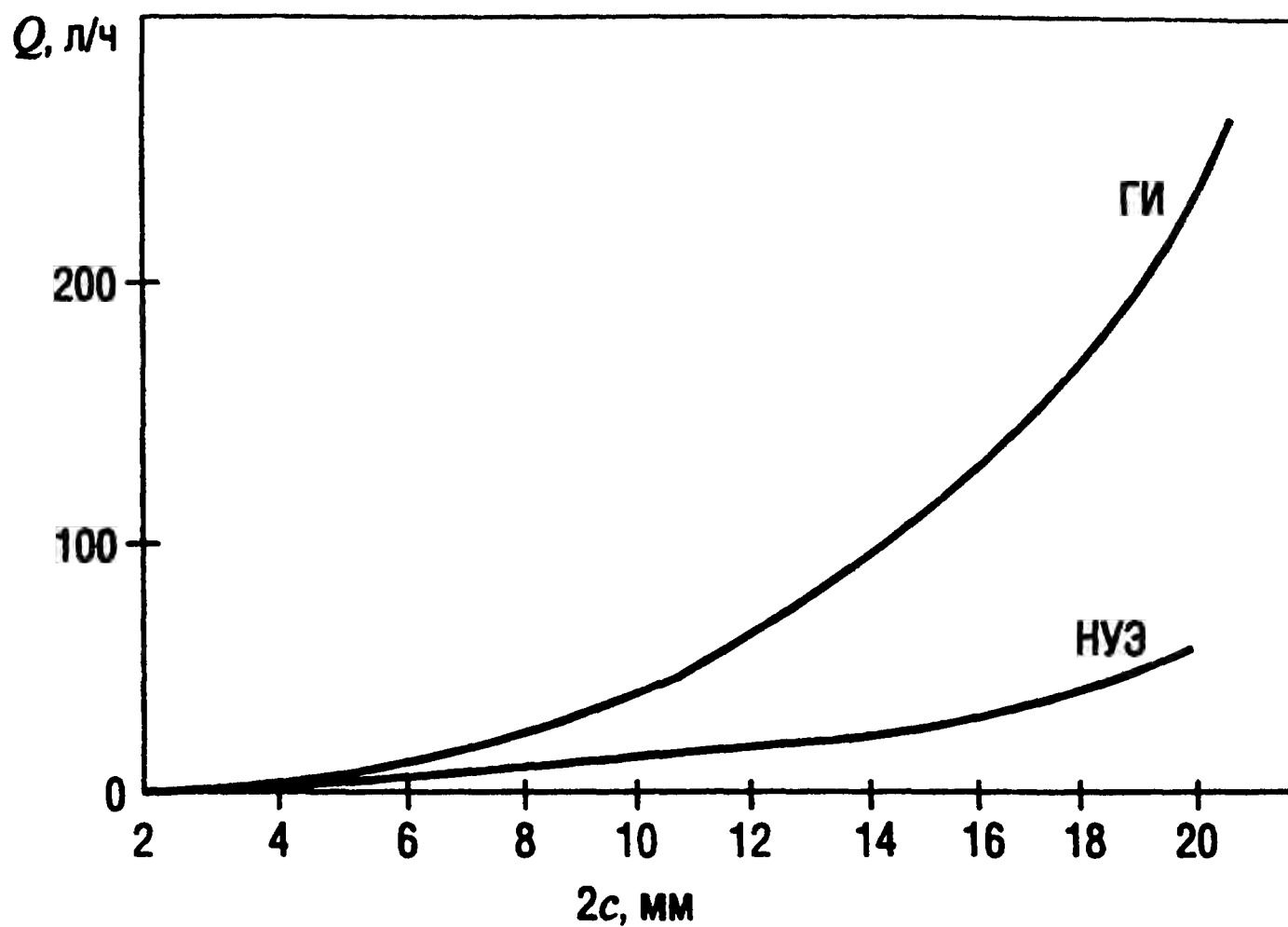


Рис. 141. Зависимость расхода воды Q от длины сквозной трещины $2c$

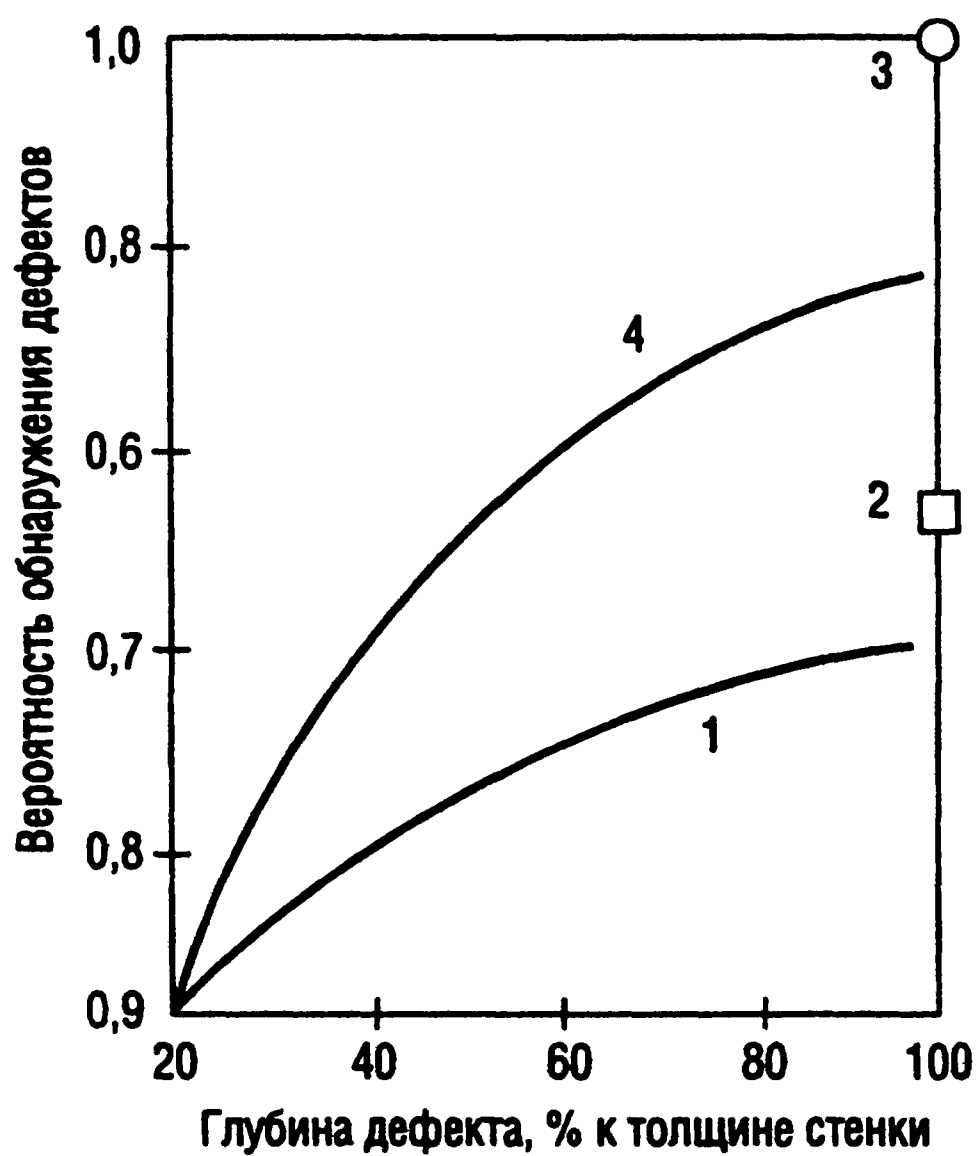


Рис. 142. Результаты оценки достоверности ВТК и ПГМК ТОТ ПГВ 1000 по результатам ППР-96:
 1 — ВТК в ППР-96; 2 — ПГМК; 3 — ГИ + ПГМК; 4 — ВТК в ППР-98 (уточнение с учетом данных ППР-98)

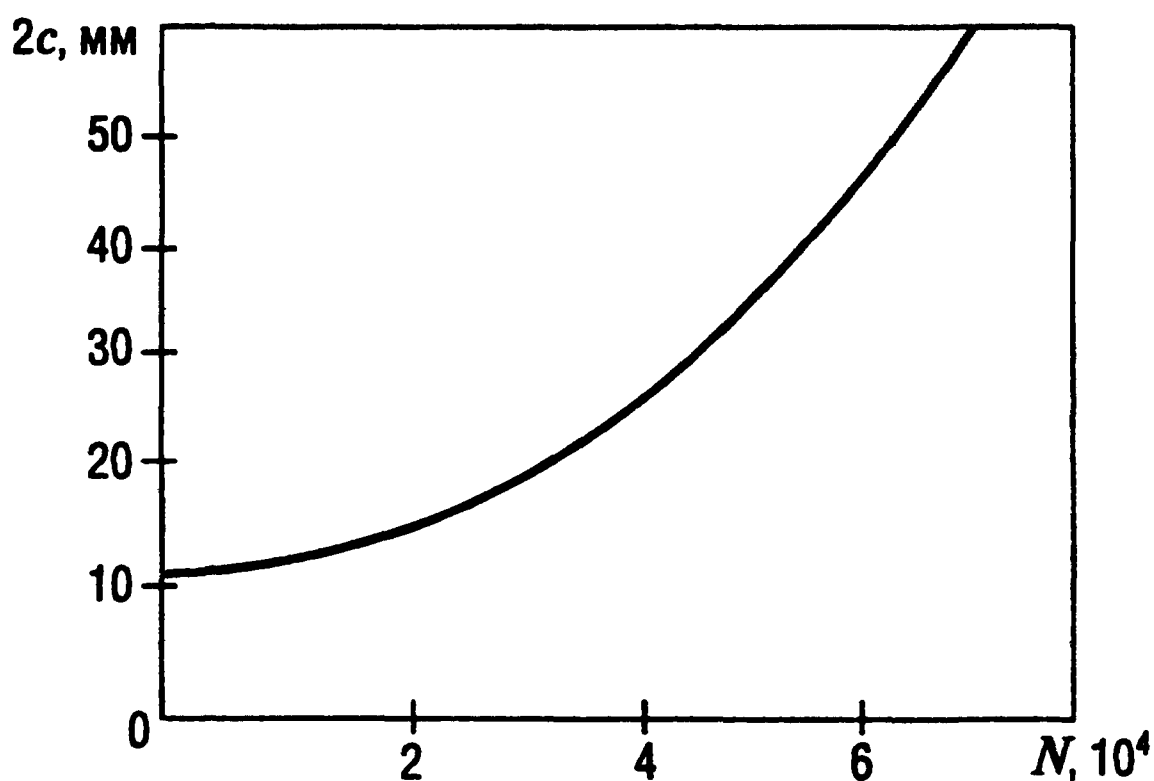


Рис. 143. Зависимость роста сквозной трещины от числа циклов N

шо совпадают. Из проведенного анализа следует, что в ТОТ возможно существование достаточно больших сквозных трещин, что объясняется относительно малой термомеханической нагруженностью ТОТ.

Результаты расчета течи через сквозные трещины показаны на рис. 141.

Рассматривали сквозную трещину продольной ориентации протяженностью $2c$ по внутренней поверхности трубки. Методика расчетов изложена в гл. 1. В расчете не учитывали коэффициент формы трещины и влияние шероховатости берегов трещины на торможение струи. Расчет проводили для двух режимов: для нормальных условий эксплуатации (НУЭ) и гидравлических испытаний с давлением $P_{г.и.}^1 = 24,5$ МПа и $P_{г.и.}^2 = 0$.

Как известно, контроль радиоактивности котловой воды ПГ позволяет с высокой чувствительностью (около 1 л/ч) фиксировать протечки из первого контура во второй. При течи около 3 л/ч рассматривается вопрос об останове реактора. При этом предельный размер течи из первого контура во второй не должен превышать 5 л/ч.

Результаты расчета расхода теплоносителя через сквозную продольную трещину в ТОТ показали, что в режиме НУЭ расходу теплоносителя 5 л/ч соответствует трещина протяженностью $2c = 8,5$ мм. С учетом того, что критический размер трещины в режиме НУЭ больше 25 мм, можно констатировать, что рекомендуемые запасы для размера трещины (2) и для чувствительности систем контроля течи (10) удовлетворяются:

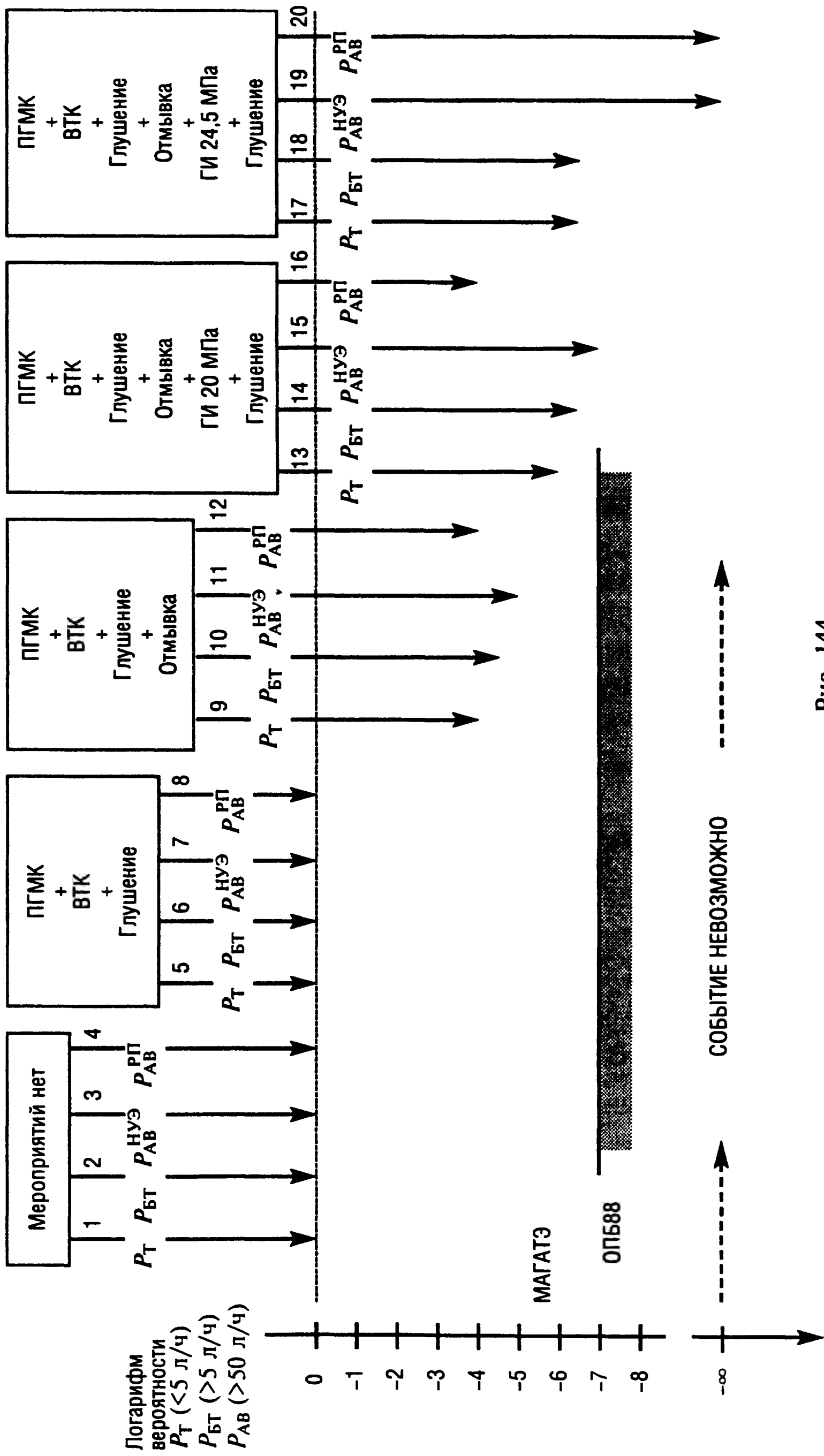


Рис. 144

$$2c_{кр}/2c_Q = 5 \text{ л/ч} > 2$$

$$Q(2c_{кр})/5 \text{ л/ч} \gg 10.$$

В режиме ГИ критический размер трещины равен $2c_{кр} = 16,2$ мм, что соответствует течи $Q(2c_{кр}) = 128$ л/ч.

Течи 5 л/ч соответствует трещина $2c_{(5\text{л/ч})} = 5,3$ мм.

Таким образом, существующий на ПГ ВВЭР-1000 контроль течей с предельно допустимой нормой для эксплуатации 5 л/ч позволяет фиксировать сквозные трещины задолго до достижения ими критических размеров, когда наступает полный разрыв трубки. Коэффициенты запаса при этом удовлетворяют принятым зарубежным (США, ФРГ) и российским нормативным рекомендациям в рамках концепции «течь перед разрушением».

Большие течи через стабильные трещины в режиме ГИ (до 128 л/ч) создают предпосылки для обнаружения и глушения текущих трубок по результатам ГИ.

В то же время через трещины около 6 мм в режиме НУЭ и 4 мм в режиме ГИ размер течи очень мал (меньше 2 л/ч) и в действительности может быть еще меньше из-за влияния формы трещины и забивания ее продуктами коррозии.

Дополнительную неопределенность в оценке надежности и безопасности вносит отсутствие данных о достоверности дефектоскопического контроля как вихретоковым методом (ВТК), так и пневмогидравлическим (аквариумным) (ПГМК).

Оценку достоверности указанных методов контроля провели по методике, описанной в работе [67]. Методика основана на математическом анализе результатов контроля (рис. 142).

Достоверность ВТК до химической отмычки трубок даже для сквозных дефектов ($a = 100\%$) меньше 50%. Это означает, что при ВТК не менее половины сквозных дефектов типа трещин или язв коррозии были пропущены. После химической отмычки ТОТ вероятность обнаружения дефектов существенно (почти в два раза) повысилась. Полученные оценки достоверности ВТК в целом коррелируют с данными, полученными в рамках программы PISC-III в лабораторных условиях с привлечением около 15-ти групп дефектоскопистов с приборами ВТК [78].

ПГМК в случае его проведения сразу после останова РУ, также не дает 100%-ного выявления сквозных дефектов. Стопроцентную выявляемость сквозных дефектов показал ПГМК, проведенный только после химической отмычки ТОТ и их ГИ избы-

точным давлением 24,5 МПа по первому контуру с отсутствием противодействия по второму контуру.

Перед тем как были уточнены окончательные технические мероприятия в ППР-96 и принято было решение о дальнейшей эксплуатации ПГ, были проведены оценки остаточного ресурса и безопасности эксплуатации трубных пучков ПГ, с учетом выявленных в ППР-96 повреждений.

Остаточный ресурс оценивали для трубок, не имеющих повреждений, для трубок, имеющих повреждения в виде каверн, и для трубок, содержащих трещины. На рис. 143 показана кинетика развития поверхностной трещины глубиной 70% толщины стенки и для сквозной трещины, исходной протяженностью 11 мм. Таким образом за 20 лет эксплуатации в номинальных условиях (в том числе и по водно-химическому режиму) подрастание трещин составит не более 1%. В целом анализ остаточного ресурса показал, что при глушении трубок с дефектами более 70% толщины стенки, ПГ можно эксплуатировать до исчерпания назначенного ресурса эксплуатации (т. е. 30 лет).

Безопасность эксплуатации трубных пучков 2ПГ1, 2ПГ3 и 2ПГ4 оценивали с учетом ограниченной выявляемости дефектов методом ВТК.

Под безопасностью эксплуатации понимают невозможность нарушения целостности ТОТ с внезапным разрывом одной или нескольких трубок с появлением течи из первого контура во второй $\gg 5$ л/ч.

Из анализа, проведенного выше, следует, что к внезапному появлению течи из первого контура во второй размером значительно больше 5 л/ч, может привести сочетание следующих событий:

нормальная эксплуатация в номинальных условиях

+

развитие большой трещины в одной или нескольких ТОТ с течью менее 5 л/ч из-за забивания ее продуктами коррозии и (или) из-за особой формы трещины

+

внезапный разрыв паропровода с падением давления во втором контуре до 0 при давлении в первом контуре $P_1 = 17,64$ МПа.

Как показали расчеты критических размеров трещин более жестким режимом для выявления трубок с большими трещинами по сравнению с приведенным сценарием, является режим гидроиспытаний с давлением $P_1^{\text{ГИ}} = 24$ МПа; $P_{\text{II}}^{\text{ГИ}} = 0$.

В случае проведения ГИ, выявления трубок с неплотностями

по результатам ГИ, глушения неплотных трубок, внезапный разрыв одной или нескольких трубок становится невозможным.

При этом время подрастания критических трещин режима ГИ до критических трещин в режиме (НУЭ + разрыв паропровода) составляет 9 циклов «разогрев—расхолаживание».

Выше показано, что контроль течей с остановкой реактора при течи 5 л/ч, также позволяет свременинно выявлять трещины до достижения ими критических значений с коэффициентами запаса, принятыми в международной практике в рамках концепции «течь перед разрушением».

Результаты проведенного анализа безопасности эксплуатации трубных пучков 2ПГ1, 2ПГ3 и 2ПГ4 в обобщенном виде показан на рис. 144. Здесь представлены вероятности следующих событий:

появление течи < 5 л/ч (P_T);

появление течи > 5 л/ч (P_{BT});

внезапное появление большой течи из-за разрыва трубки в режиме НУЭ ($P_{AB}^{НУЭ}$);

внезапное появление большой течи в аварийном режиме с разрывом паропровода ($P_{AB}^{РП}$).

Вероятности событий P_{BT} , $P_{AB}^{НУЭ}$ и $P_{AB}^{РП}$ (№№ 10—12, 14—16 и 18) оценены приближенно из-за отсутствия статистических данных по длинам трещин. При оценках событий P_{BT} и $P_{AB}^{НУЭ}$ принимали достоверность контроля течей 0,9 (из-за возможности забивания трещины продуктами коррозии), а достоверность контроля термогидравлических циклов также 0,9 (из-за отсутствия инструментальной системы контроля и учета термогидравлических режимов (типа САКОР) [69].

Событие $P_{AB}^{РП}$ в варианте № 20 было оценено как невозможное при условии, что между двумя ГИ ($P_I = 24,5$ МПа и $P_{II} = 0$) будет не более 9 циклов «разогрев—расхолаживание».

Таким образом, совокупность результатов расчетов, описанных выше, позволяет сделать вывод, что безопасность эксплуатации трубных пучков ПГ-1, 3 и 4 II блока БалАЭС обеспечена при выполнении следующих условий:

проведение ГИ с давлением $P_{GI}^1 = 24,5$ МПа, $P_{GI}^2 = 0$ и последующим глушением всех неплотных трубок;

остановка реактора при достижении течи 5 л/ч из первого контура во второй и глушение неплотных трубок;

глушение всех неплотных трубок, выявленных по результатам обследования другими методами (ВТ-контроль, ПГМК и др.) в ППР;

контроль режимов эксплуатации трубных пучков ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС после ППР-96-97 до следующего ППР.

Из приведенных данных следует также, что безопасность эксплуатации ПГ-1, 3, 4 может быть обеспечена также до конца исчерпания проектного ресурса с учетом контрольных проверок, предусмотренных в период очередных ППР и проведения соответствующих мероприятий, вытекающих из результатов этих проверок.

Условия обеспечения безопасности должны уточняться по результатам эксплуатации и ППР. Давление ГИ $P_1 = 24,6$ МПа может быть уменьшено (вплоть до 18—20 МПа), если будут приняты условия, исключающие внезапный разрыв паропровода.

Приведенный пример еще раз показал, что только системный подход к реализации концепции ТПР позволяет достичь абсолютную безопасность эксплуатации конструкции.

3.2. Землетрясения и концепция ТПР

Вопрос о том, в каких режимах эксплуатации должна обеспечиваться безопасность на основе концепции ТПР, до сих пор в литературе практически не обсуждался. В документах U.S. NRC [3], GRS [2], Госатомнадзора России [49] записано, что требования к конструкции, вытекающие из концепции ТПР, должны выполняться во всех режимах работы РУ. Такая запись, по-видимому, является несколько консервативной. Ниже сделана попытка показать излишний консерватизм на примере МРЗ (максимального расчетного землетрясения).

Причин, делающих применение концепции ТПР в режиме МРЗ не имеющих смысла, как минимум две.

Первая заключается в том, что режим МРЗ сам по себе является сигналом к останову реактора. Поэтому система обратной связи, приводящая к останову реактора по факту возникновения течи в сосуде давления, является, как бы дублирующей, и по существу, излишней, так как при начале землетрясения реактор все равно будет заглушен — вне зависимости от того, будет течь или ее не будет.

Вторая причина заключается в том, что событие:

образование сквозной трещины с течью + работа реактора с течью + МРЗ является событием практически невозможным, т. е. вероятность его свершения много ниже 10^{-6} ($P \ll 10^{-6}$).

Оценим вероятность указанного события. Действительно, первое и третье события являются независимыми. Второе событие

является условным, т. е. оно может возникнуть только при условии, что возникло первое событие (т. е. в сосуде давления образовалась сквозная трещина).

Время, необходимое для принятия решения об останове реактора с момента обнаружения течи, некоторыми экспертами оценивается в 1 ч [42]. В нашем случае будем считать, что такое решение будет принято в течение 8 ч (одной смены работы операторов). Тогда условная вероятность того, что РУ будет работать с течью через сквозную трещину в данную смену равна $P_{\text{течи}} \cong 10^{-3}$. Если обозначить вероятность образования сквозной трещины и течи через $P_{\text{тр}}$, а вероятность МРЗ — $P_{\text{МРЗ}}$, тогда вероятность рассматриваемого события

$$P \cong P_{\text{тр}} \cdot P_{\text{течи}} \cdot P_{\text{МРЗ}}.$$

Образование сквозной трещины в сосуде давления на АЭС в течение года эксплуатации является маловероятным событием. Опыт эксплуатации АЭС в России и за рубежом позволяет оценить эту величину как $P_{\text{тр}} < 10^{-2} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$. В действительности для трубопроводов первого контура эта величина существенно меньше (на уровне $\sim 10^{-4}$, см. разд. 2.13, 3.1).

Если учесть, что МРЗ совершается 1 раз в 10 000 лет, тогда вероятность $P_{\text{МРЗ}} = 10^{-4} (\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$.

Вероятность наступления совместных событий возникновения сквозной трещины, работа реактора с течью и МРЗ может быть оценена величиной

$$P \cong P_{\text{тр}} \cdot P_{\text{течи}} \cdot P_{\text{МРЗ}} = 10^{-9} \ll 10^{-6},$$

которая означает, что рассматриваемое событие практически невозможно.

Таким образом, обеспечение безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР в режиме МРЗ не имеет смысла.

Сделанный вывод не означает, что условия прочности для режима МРЗ не должны выполняться. Выполнение «Норм прочности АЭС» [17] в режиме МРЗ обязательны.

3.3. О возможности применения концепции ТПР для сосудов и трубопроводов давления, имеющих плакировку

Большинство сосудов и трубопроводов давления АЭС изготовлены из перлитной стали, плакированной с внутренней стороны наплавкой. Наплавка (плакировка) изготавливается, как правило, из аустенитной хром-никелевой стали. Коэффициенты ли-

нейного расширения перлитной стали $\alpha_{\text{п}}$ и аустенитной $\alpha_{\text{а}}$ различны. Различие в значениях $\alpha_{\text{п}}$ и $\alpha_{\text{а}}$ велико и достигает ~50%, если за основу брать коэффициент расширения основного металла (т. е. перлитной стали).

При выходе реакторной установки на мощность температура и давление в циркуляционном контуре повышаются. Причем разница температур ΔT в стояночном режиме и в режиме НУЭ в зависимости от типа реактора и элемента конструкции может достигать 250—300 °С. В этом случае напряжения в наплавке могут быть большими. Эти напряжения можно оценить по формуле

$$\sigma_{\alpha} = \Delta T \Delta \alpha E / (1 - \mu),$$

где $\Delta \alpha = \alpha_{\text{а}} - \alpha_{\text{п}}$; E — модуль упругости; μ — коэффициент поперечного сжатия. Подставляя в уравнение численные значения, определяем

$$\sigma_{\alpha} \cong -300 \div -400 \text{ МПа.}$$

Знак (—) означает, что при нагревании напряжения являются сжимающими. Указанные напряжения в действительности меньше за счет влияния внутреннего давления и конечной жесткости конструкции из основного металла. В действительности эти напряжения имеют значения в области от 150 до 300 МПа.

Прямые измерения напряжений в наплавке, выполненные методом натурной тензометрии корпуса реактора ВВЭР на I блоке НВАЭС [104] показал, что напряжения в наплавке на цилиндрической части корпуса реактора и режиме НУЭ составляют — 180 МПа.

Таким образом, при работе РУ на мощности все наплавки, выполненные из аустенитной стали и нанесенные на перлитную сталь, находятся под действием значительных (достигающих значений предела текучести) сжимающих напряжений, что имеет следующие следствия:

1. Продвижение трещины из основного металла в наплавку затрудняется сжимающими напряжениями наплавки. Трещина, достигая наплавки, останавливается и начинает расти в продольном направлении. А это означает, что создаются условия для внезапного разрыва трубопровода без течи (см. разд. 1.1).

2. Если даже трещине и удастся прорваться из основного металла в наплавку, и образуется единая сквозная трещина через всю стенку трубопровода, включая наплавку, то и в этом случае

сжимающие напряжения наплавки будут сдавливать края трещины, препятствуя истечению теплоносителя.

Указанные следствия делают весьма проблематичным применение концепции ТПР для трубопроводов и сосудов давления, выполненных из перлитной стали с аустенитной наплавкой.

Практика эксплуатации АЭС дает примеры, свидетельствующие о правильности сделанного выше вывода. Так на Южно-Украинской АЭС в 1986 г. на коллекторе парогенератора была обнаружена трещина общей протяженностью 1300 мм. Трещина по глубине полностью прошла основной металл коллектора (перлитная сталь 10ТН2МФА) и остановилась на границе сплавления основного металла с наплавкой. Даже такая большая трещина не смогла «пробить» наплавку!

Трещина была обнаружена по факту протечки в сварном шве приварки теплообменной трубки к наплавке.

3.4. Обеспечение безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР на зарубежных АЭС

Практически во всех странах, имеющих АЭС, ведутся интенсивные работы по повышению безопасности РУ на основе концепции ТПР. Это обусловлено следующими двумя обстоятельствами, четко сформулированными в докладе ведущих специалистов USNRC в области прочности и безопасности К. Вихманом, И. Шао и М. Мейфельдом [7].

1. Существует реальная опасность внезапного поперечного (гильтинного) разрыва трубопровода большого диаметра.

2. Несмотря на то, что РУ обладает системами локализации аварии на случай внезапного разрыва трубопровода, нет полной уверенности в том, что концы разорвавшегося трубопровода, находящиеся под большими реактивными силами вытекающего теплоносителя, не разрушат находящиеся рядом конструкции и опоры и не переведут аварию в неконтролируемую стадию.

Ниже сделан краткий обзор работ, проводимых в некоторых зарубежных странах в рамках концепции ТПР.

Ранее уже говорилось о применении концепции ТПР в США и Германии. Системы безопасности ТПР в этих странах закладываются для ГЦТ на стадии проектирования. Для действующих реакторов имеются планы реализации указанной системы для всех трубопроводов РУ диаметром $\geq D_u 150$ (США [7]).

Такое же требование обеспечивается и для реакторов нового

поколения [7], в том числе и для нового Европейского реактора совместной франкогерманской разработки [8].

Канада [78, 80]. Все легководные и тяжеловодные реакторы в Канаде спроектированы в предположении, что возможно внезапное полное разрушение главных высоконапряженных трубопроводов. Однако причина такого гильотинного разрушения не связывалась с механикой трубопроводов, напряжениями в трубопроводе, вязкостью материала, механикой разрушения. Постулат использовался как основа для проектирования: контейнмента, систем останова реактора, систем аварийного охлаждения активной зоны реактора, а также для определения давления и температуры среды. Кроме того, постулат о внезапном разрыве трубопровода приводил к необходимости учитывать динамические эффекты, связанные с перемещениями концов оборванного трубопровода, реактивной силой струи, теплогидравлическими условиями.

С тех пор как прогресс в области механики разрушения позволил прогнозировать поведение трубопроводов на стадии разрушения, канадские надзорные органы стали разрешать в определенных случаях использовать доказательства о невозможности внезапного разрыва трубопроводов в обоснованиях безопасности эксплуатации реакторов.

Обоснования методами механики разрушения с учетом концепции ТПР используются в основном для снижения требований к учету динамических эффектов, связанных с внезапным гильотинным разрывом трубопроводов.

Работы по применению концепции ТПР были начаты в середине 80-х годов и в настоящее время ведутся в следующих направлениях: критический обзор возможностей для улучшения качества трубопроводов на стадиях изготовления, входного и предэксплуатационного контроля и эксплуатации;

критический обзор систем контроля течей; разработка новых, более чувствительных систем;

разработка и верификация моделей разрушения, критических размеров и раскрытия трещин, истечения теплоносителя;

оценка возможностей применения концепции ТПР для всех трубопроводов РУ, находящихся под давлением;

критический обзор всех возможных сценариев аварий циркуляционного контура;

испытательные программы для получения более полных характеристик конструкционных сталей и сварных соединений всех трубопроводов большого диаметра;

рассмотрение возможностей для расширения нормативной области применения концепции ТПР.

В настоящее время в Канаде создается банк данных, чтобы оценить риск, связанный с возможными повреждениями всех находящихся в эксплуатации трубопроводов.

Япония [81]. Концепция ТПР признается как средство, позволяющее дополнительно повысить надежность и безопасность эксплуатации коммерческих атомных реакторов, снизить их радиационное загрязнение. Наряду с используемым американским методическим подходом в Японии разработан собственный подход. Различия между ними не носят принципиального характера и сводятся, в основном, к различию коэффициентов запаса для систем контроля течи (10 в США и 5 в Японии), а также к различию методов расчета критических размеров трещин (на основе J - R кривых в США и с использованием критерия предельной нагрузки в Японии).

В работе [81] показано, что трубопроводы японских АЭС удовлетворяют как японским, так и американским требованиям концепции ТПР.

Франция [82]. Для 54 реакторов PWR и двух реакторов на быстрых нейтронах (FBR) находящихся в эксплуатации, а также для четырех строящихся реакторов концепция ТПР на стадии проектирования не использовалась. Во Франции развернуты интенсивные работы по обеспечению безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР. В настоящее время доказана принципиальная применимость этой концепции для всех французских реакторов. Методической основой для этих работ являются документы USNRC. Франция активно участвует в международной программе по прочности трубопроводов [83].

Аналогичная ситуация сложилась также и в Великобритании. Однако здесь, в связи с имеющимися многолетними разработками методики расчета критических размеров дефектов $R6$, предлагается соответствующая модификация американской методологии концепции ТПР [84].

Бельгия [85]. Семь находящихся в эксплуатации реакторов PWR были спроектированы без учета требований концепции ТПР. Однако эта концепция начала внедряться на бельгийских АЭС в связи с крупными ремонтными работами на АЭС (Doel-3 и Tihange-2), в частности в момент замены парогенераторов на Doel-3. В настоящее время аналогичные работы по применению концепции ТПР ведутся на АЭС Doel-4 и Tihange-1. При этом используется

методология U.S.NRC. Однако бельгийские надзорные органы следят за тем, чтобы применение концепции ТПР не сопровождалось снижением общих требований к безопасности АЭС.

Швеция [86]. Особо подчеркивается необходимость применения концепции ТПР для реакторных установок первого поколения, имеющих недостаточно средств защиты в случае аварии с внезапным гильотинным разрывом главного циркуляционного трубопровода.

Для новых реакторов BWR шведского проектирования предусмотрено применение концепции ТПР в рамках технологии U.S.NRC.

Корея [87, 88]. Для трубопроводов первого контура АЭС, эксплуатируемых в Корее, концепция ТПР применяется в полной мере. В настоящее время на основе этой концепции проводятся работы по обеспечению безопасности эксплуатации паропроводов и мест подсоединения трубопроводов к корпусному оборудованию. Используются при этом нормативные документы U.S.NRC.

Индия [89]. Концепция ТПР была использована при проектировании циркуляционных трубопроводов первого контура 500 МВт-ного индийского реактора с тяжелой водой под давлением (IPHWR). При этом в соответствии с индийской методологией выделяли три уровня исследований. Первый уровень предусматривал обеспечение традиционных требований прочности при конструировании трубопроводов (в рамках III тома кода ASME). Второй уровень предусматривал анализ роста трещин по механизму усталости и определение условий безопасной эксплуатации с учетом кинетики трещин. Определение предельных размеров сквозных трещин, их раскрытия и величины течи через них проводили на третьем уровне исследований.

Работы второго и третьего уровней сопровождались большим объемом расчетных и экспериментальных работ, включая испытания до разрушения натурных прямых участков трубопроводов и гибов.

Болгария, Чехия и Словакия [90, 91]. После получения первых результатов, доказывающих применимость концепции ТПР для ГЦТ реакторов ВВЭР-440 [9], а также после получения положительных результатов международной экспертизы МАГАТЭ [11] в указанных выше странах были развернуты практические работы по обеспечению безопасности эксплуатации ГЦТ АЭС Козлодуй и Яславска Богунице. В Болгарии работами руководил Сименс в

рамках программы помощи Комиссии Европейского Сообщества (с использованием методологии и нормативных требований ФРГ). В Чехословакии работы были организованы Институтом ядерных исследований при поддержке органов надзора ЧССР. При этом была использована технология U.S.NRS. После завершения работ на АЭС Я. Богуница, система безопасности ТПР была реализована также и на реакторе ВВЭР-1000 на АЭС Тимелин.

Китай, Украина, Литва. Имеются сообщения [92—94] о ведущихся работах с использованием концепции ТПР в этих странах.

3.5. Об оптимизации работ по повышению безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС, находящихся в эксплуатации

Как следует из краткого обзора предыдущего раздела, концепция ТПР заняла прочное место в системе обеспечения безопасности проектируемых и находящихся в эксплуатации АЭС практически всех стран. При этом технологии реализации систем безопасности ТПР в разных странах различны. Особенности технологии зависят от состояния АЭС (проектируемая и действующая), типа АЭС, уровня квалификации кадров, предшествующей истории страны и уровня ее научно-технического развития, материально-финансовой базы, требовательности надзорных органов и уровня понимания ими вопросов безопасности.

С учетом того, что все РУ АЭС России спроектированы без учета требований концепции ТПР, очевидна необходимость разработки и реализации национальной программы по повышению безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления АЭС на основе ТПР. Как видно из предыдущего раздела, ряд стран имеют такие программы или осознали необходимость ее создания.

При создании и реализации подобных долгосрочных и дорогостоящих программ важно обеспечить ее оптимальность по техническим, временным и экономическим критериям. К сожалению, опыт показывает, что это не всегда удается обеспечить. Причины этому разные, но можно выделить как минимум две основные. Во-первых, объективная причина, связанная с отсутствием системной методологии и методов решения подобных задач, в рамках которой вопросы оптимизации решались бы на научной основе. Вторая причина субъективная и связана с тем, что решение подобных задач поручают, как правило, менеджеру высокого уровня. Будучи специалистом широкого профиля, такой менеджер, как правило, в качестве основного метода решения задачи использует метод

«мозговой атаки», т. е. технические совещания. Такие совещания, безусловно, являются важными и полезными этапами в решении задачи. Однако этот этап следует рассматривать как исходный, позволяющий оценить проблему в первом приближении. На практике же он часто является первым и последним. Кроме того, на совещания нередко попадают «случайные» специалисты, специалисты с большим авторитетом или амбициями, но не имеющие опыта в решении именно данной задачи, что приводит к преобладанию ошибочных или неоптимальных вариантов решения задачи. Менеджер же в силу своего широкопрофильного опыта не в состоянии оценить ошибочность принимаемого им технического решения, требующего узких специальных знаний.

Несмотря на то, что методы оптимизации решения крупных технических проблем являются самостоятельным вопросом, требующим специального рассмотрения, тем не менее, здесь можно привести ряд практических рекомендаций.

Прежде всего, разработку и реализацию отраслевой программы внедрения систем безопасности ТПР необходимо вести на научной основе системного подхода, частично описанного в настоящей монографии, а также в работах [51—55, 62, 63, 65 и др.].

Программа должна быть единой для всех типов АЭС и всех типов трубопроводов и сосудов давления. Это позволит более эффективно использовать полученные результаты и опыт. Например, результаты, полученные при разработке системы безопасности ТПР для ГЦТ Ду 500 и Ду 200 РУ ВВЭ-440 можно на 60—80% использовать при разработке системы безопасности ТПР для опускаемых и водоуравнительных трубопроводов Ду 300 РУ РБМК-1000, так как они изготовлены из одинаковых конструкционных сталей, имеют близкие геометрические размеры и схожие условия эксплуатации. Разработка системы безопасности ТПР для Ду 500, Ду 200 и Ду 300 в рамках единой программы и при едином методическом руководстве позволило бы существенно удешевить и ускорить работы.

Несмотря на то, что иногда (а может быть и часто) без углубленного научного анализа можно выделить приоритетные АЭС или элементы конструкций, для которых требуется первоочередная реализация концепции ТПР, этому в любом случае должен предшествовать анализ рисков от эксплуатации АЭС или элементов ее конструкции. При этом под риском R понимается произведение вероятности разрушения конструкции P_p на величину убытков $У$, вызванных этим разрушением:

$$R = P_p Y.$$

Существуют также и другие количественные критерии, которые могут быть использованы при определении первоочередности АЭС или элементов ее конструкций, для которых должна быть реализована концепция ТПР. Например, стоимость работ C по реализации системы безопасности ТПР (или ее отношение к величине изменения вероятности разрыва ΔP_p , характеризующей техническую эффективность выполненной работы $\mathcal{E}$):

$$\mathcal{E} = \frac{\Delta P_p}{C}.$$

Стоимостные критерии, сопоставленные с технической эффективностью, могут быть использованы также и для принятия решений о форме и деталях системы безопасности ТПР. Так, например, очевидно, что система шумовой диагностики типа ALUS установленная на ряде блоков ВВЭР-440, малоэффективна по сравнению с системой контроля течи по влажности пара. И не только потому, что последняя система в несколько раз более чувствительная, но также и потому, что она при этом существенно дешевле (ориентировочно 20 тыс. долл., в то время как за систему ALUS было заплачено фирме Сименс 20 000 тыс. долл.).

Стоимостный критерий может быть использован также и при решении вопроса о переносе опыта, полученного на одном блоке, на другие однотипные блоки. Так например, очевидно, что после реализации системы ТПР на I, II блоках КолАЭС с РУ ВВЭР-440 стоимость реализации такой же системы на III, IV блоках КолАЭС, где находятся в эксплуатации также РУ ВВЭР-440, будет существенно ниже, чем на I, II блоках. Время, необходимое для реализации такой системы на III, IV блоках также будет существенно меньше.

В заключении следует отметить, что оптимизация единой программы по широкому промышленному внедрению систем безопасности ТПР на всех действующих АЭС окупится, так как она позволит не только лучше понять состояние и природу безопасности сосудов и трубопроводов давления действующих АЭС, но также обеспечит получение максимального результата в кратчайшие сроки при минимуме затрат.

Список литературы

1. **Irwin G.R., Srawley J.E.** Progress in the development of the crack toughness fracture tests// *Materialprüfung*. Vol. 4. 1962. P. 1–11.
2. **GRS.** RSK Guidelines for pressurized water reactors, 2 nd Ed., 24 January 1979, including Appendix to Section 4.2; 3 rd Ed., 14 October 1981; Partly changes of RSK Guidelines Sections 21.1 and 21.2, 1983.
3. **US NRC** Standard review plan, 3.6.3 Leak Before Break evaluation procedures, USNRC, Washington, DC, 1986.
4. **Specialists** meeting on Leak Before Break in reactor piping and vessels EDF, Framatome, EC, Nuclear Electric, NEA/OECD, IAEA, NRC, Lyon, France, 9–11 October, 1995.
5. **Saclay.** International Seminar on Structural Integrity, April 28–29, 1994, INSTM, Saclay, France.
6. **Schulz G.** The evolution of the break preclusion concept for nuclear power plants in Germany. См. [4]
7. **Wichman K., Tsao I., Mayfield M.** LBB application in the U.S. operating and advanced reactors. См.[4]
8. **Bieniussa K., Schulz H.** Requirements for the application of a break preclusion concept for piping of new PWRs. См. [4]
9. **Гетман А.Ф., Кириллов В.Б., Буряк И.В. и др.** Проектная проработка аварии с исследованием вероятности разрыва ГЦТ Ду 500 реактора ВВЭР-440.М.:ВНИИАЭС, ОЭ-2753/89, 1998.
10. **Гетман А.Ф., Кириллов В.Б., Буряк И.В. и др.** Исследование возможности и характера полного разрыва ГЦТ реакторов ВВЭР и РБМК (начало максимальной проектной аварии) и разработка рекомендаций по техническому обслуживанию трубопроводов в эксплуатации, гарантирующих требуемый уровень безопасности. М.: ВНИИАЭС ОЭ-2743/89, 1989.
11. **Conceptual** design review of WWER 440 model 230 plants. Final report of a consultants meeting. IAEA, Vienna, 4–15 February, 1991.
12. **Bartholome G., Fedy C. Franco C., Getman A.** TACIS-91. LBB in VVER 440/230. См.[4].
13. **Гетман А.Ф.** Методология, методы и результаты исследования условий применения концепции ТПР для ГЦТ реакторов типа ВВЭР 440/230//Доклады. Российско-германский семинар, Штутгарт, 4–5 октября, 1994.
14. **Болотин В.В.** Прогнозирование ресурса машин и сооружений. М.: Машиностроение, 1984.

15. **Основные** положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ 88. ПНАЭГ-1-011-89. М.: Энергоатомиздат, 1990.
16. **Барьеры** безопасности на АЭС с канальными реакторами/ Л.А. Белянин, В.И. Лебедев, Ю.В. Гарусов и др. М.: Энергоатомиздат, 1997.
17. **Нормы** расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. М.: Металлургия, 1989.
18. **Методика** расчета допустимых несплошностей в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС. М-02-91. ВНИИАЭС, НИКИЭТ, 1991.
19. **Ривкин Е.Ю., Гетман А.Ф., Филатов В.М. и др.** Разработка методики определения допустимых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС// Новости атомной энергетики. 1989. № 1. С. 3–7.
20. **Хан Т., Саррат Н. и др.** Критерии распространения трещин в цилиндрических сосудах давления//Новые методы оценки сопротивления металлов хрупкому разрушению. М.: Мир. 1972. С. 272—300.
21. **Westergaard H.M.** Bearing pressure and cracks. J. Applied Mech., 60, June, 1939.
22. **Панасюк В.В.** Предельное равновесие тел с трещинами. Киев: Наукова думка, 1968.
23. **Dugdale D.S.**// J. Mech. Phys. Solids. 1960. Vol. 8. P.100—104.
24. **Wuthrich C.** Crack opening areas in pressure vessels and pipes.// Eng. Fac. Mechanics. 1983. Vol 18, N5. P. 1049—1057.
25. **France C.C., Sharples J.K.** Stress intensity factor and crack opening area solutions for through-wall circumferential crack in cylinders loaded under global bending. AEA/TSD/0813, 1995, AEA Technology Document.
26. **Knowles I.A., Kemp S.** Crack opening area for longitudinal and part-circumferential through-wall cracks in cylinders. AEA/RS/4498, 1994.
27. **Bartholome G., Kastner W., Keim E.** // Nucl. Eng. and Design. 1993. Vol. 142. P. 1—13.
28. **Keim E.** Determination of leakage areas in nuclear piping. См. [4].
29. **Sharples J.K., Beuchard P.I.** Assessment of crack opening area for leak rates. См. [4].
30. **Kumar V., German M.D.** Elastic-plastic analysis of through-wall and surface flaws in cylinders, EPRI Report NP-5596, January, 1988.

31. **Langston D.B.** A reference stress approximation for determining crack opening displacements in leak-before-break calculations, TP/SID/0112, 1991, Nuclear Electric Document.
32. **Rahman S. e. a.** Refinement and evaluation of crack opening area Analysis or circumferential crack in pipes. NUREG/CR-6300, BM1-2184, 1995.
33. **Lunch K.M.** Finite element fracture analysis for a cylinder containing a through-wall circumferential crack under bending load. TIGA/REP/0008/93 (1993), Nuclear Electric Document.
34. **May K.A., Sanderson D.J, Wintle J.B.** Investigation of the effect of placticity and non-centred bending on crack opening area for leak-before-break of piping systems. AEA/RS/4528, 1994. AEA Technology Document.
35. **Dong P., Rahman S., Wilkowski G. e.a.** Effects of weld residual stresses on crack opening area analysis of pipes for LBB Applications. См. [4].
36. **Franco Ch., Gilles Ph., Pignol M.** Crack opening area estimations in pressurised through-wall cracked elbows under bending. См. [4].
37. **Справочник по гидравлике/ В.А. Большаков и др.** Киев: Высшая школа, 1984.
38. **Кескинен К.** Динамическая устойчивость труб под воздействием реактивных сил, возникающих при истечении жидкости из сквозной окружной трещины// Теоретические основы инженерных расчетов. 1988. № 2.
39. **Newman J.C., Rajn J.S.** Stress-intensity factors for internal surface cracks in cylindrical pressure vessels//Trans. ASME.J. Press. Vessel Techn. 1980. Vol. 102. P. 342—346.
40. **Kiselyov V.A., Sokov L.M.** Application of the LBB regulatory approach to the stimlinies of WWER 1000 reactor. См. [4].
41. **Трояновский Б.Н.** Паровые и газовые турбины АЭС, М.: Энергоатомиздат, 1985.
42. **Guidance** for the application of the LBB concept to the WWER 440/230. NPP IAEA, 1992.
43. **Henry R.E.** Nucl. Sci. and Engng. 1970. Vol. 41. P. 336—342.
44. **PIPELEAK** — a personal computer programme for the evaluation of leakage areas and leak rates, GRS-report, 1995.
45. **FLORA**-Programme for leak rate calculation, Siemens/KWU.
46. **PICEP**-Pipe crack evaluation programme, EPRINP-3596-SR, 1987.
47. **Pana P., Muller M.**// Nucl. Engng. and Design. 1987. Vol.45. P.117—125.

48. **Grebner H., Kastner W., Maussner G.** Experiences with leak rate calculation methods for LBB application. См.[4].
49. **Технические** требования к применению концепции ТПР для трубопроводов действующих АЭС М.: ВНИИАЭС, НТЦ Госатомэнергонадзор, 1995.
50. **Swamy S., Bohmick D., Prager D.** LBB Considerations for new plant design. См. [4].
51. **Блауберг И.В., Юдин Э.Г.** Становление и сущность системного подхода. М.: Наука, 1973.
52. **Исследование** факторов, влияющих на эксплуатационную надежность металла, и прогнозирование ресурса работы основного оборудования АЭС/А.Ф. Гетман и др. М.: НПО Энергия, Технический отчет ВНИИАЭС, ОЭ-0531/78, 1978.
53. **Гетман А.Ф.** Некоторые вопросы исследования конструкционной прочности оборудования АЭС с использованием системного подхода. Сообщение I. Систематизация объекта исследования// Проблемы прочности. 1981, № 1. С. 111—115.
54. **Гетман А.Ф., Ворошко П.П., Ульяненко А.П.** Некоторые вопросы исследования конструкционной прочности оборудования АЭС с использованием системного подхода. Сообщение II. Многофакторный регрессионный анализ прочности элементов оборудования 1 контура реакторов типа ВВЭР// Там же. № 7. С. 71—74.
55. **Гетман А.Ф.** Некоторые вопросы исследования конструкционной прочности элементов оборудования АЭС с использованием системного подхода. Сообщение III. Ранжирование факторов, оказывающих влияние на работоспособность деталей методом прочностного расчета.// Там же. С. 75—77.
56. **Kussmaul K.** German basis safety concept rule out possibility of catastrophic failure//Nucl. Eng. Int. 1984. P. 41—46.
57. **Фундаментальная** концепция безопасности ФРГ//Атомная техника за рубежом. Экспресс-информация, 1988. Вып. 4.
58. **Applicability** of the LBB concept. Report IAEA-TECDOC-710, June, 1993.
59. **RSK Guidelines**, Chapter 21.1, version 3/1984.
60. **Bartholome G., Faidy C., Franco C., Getman A.** TACIC-91: LBB in WWER 440-230. См.[4].
61. **Cauguelin C.** LBB for european pressurized reactor. См.[4].
62. **Гетман А.Ф.** Разработка и внедрение научных основ обеспечения прочности оборудования АЭС в эксплуатации с ис-

- пользованием системного подхода . Дис. докт. техн. наук. М., 1984.
63. **Гетман А.Ф.** Системный метод обеспечения прочности оборудования и трубопроводов АЭС на время эксплуатации// Надежность и долговечность машин и сооружений. 1986, № 10. С. 3—15.
 64. **Probabilistic** structure integrity analysis and its relationship to deterministic analysis. OECD and NEA, Stockholm-Paris, 1996.
 65. **Гетман А.Ф.** Обеспечение прочности и ресурса оборудования реакторов АЭС в эксплуатации на основе системной методологии// Совершенствование уровня эксплуатации АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 131—145.
 66. **Гетман А.Ф., Зубов В.Ю. и др.** Методика и некоторые результаты по оценке вероятности разрушения трубопроводов Ду 500 АЭС с ВВЭР 440//Надежность трубопроводов и сосудов высокого давления АЭС. Обнинск: ГК СССР, 1989. С. 14—21.
 67. **Гетман А.Ф., Козин Ю.Н.** Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. М.: Энергоатомиздат, 1997.
 68. **Правила** контроля основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования АЭС. ПК 1514, М.: Металлургия, 1974.
 69. **Гетман А.Ф.** Вопросы обеспечения ресурса эксплуатации сосудов и трубопроводов реакторов действующих АЭС//Заводск. лаборатория. 1997, № 2. С. 37—43.
 70. **Getman A.** Primary circuit metal state with regard to NPP life times extension//Trans. ASME. J. Press. Vessel Techn. 1993, February. P. 85-90.
 71. **РД 50-345-82.** Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. М.: Изд-во стандартов. 1983. С. 96.
 72. **Рафалович И.М.** Методика оценки скорости развития усталостных трещин в конструкционных материалах при повышенных температурах // Проблемы прочности. 1986, № 10, С. 26—29.
 73. **Пеклов А.А., Степанова Т.А.** Кондиционирование воздуха. Киев.: Вища школа, 1978.
 74. **Героновский И.Т., Назаренко Ю.П., Некряч Е.Ф.** Краткий справочник по химии. Киев: Наукова думка, 1974.

75. **Folias E.S.** On the theory of fracture of curved sheets // Engng Fract. Mech. 1970. Vol 2, N 2.
76. **Chedeau C., Rassineux B., Flesch B. e.a.** Studies of the steam generator degraded tubes behaviour on BRUTUS Test Loop. См. [4].
77. **Анализ целостности теплообменных трубок парогенераторов ВВЭР// Бюллетень технических предложений. Вып. 14. ИСКО АЭС МХО Интератомэнерго. М., декабрь 1996. С. 41—50.**
78. **Bieth M., Birac G., Comby R. e.a.** Final results of the PISC III, round robin test on steam generator tube inspection. Transactions of First International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurised Components. 20—22 October 1998, Amsterdam.
79. **Kosluk M.I., Vijay D.K.** LBB in CANDU plants. См. [4].
80. **Azer N. e.a.** Leak detection capability in CANDU reactors. См. [4].
81. **Swamy S.A., Tanaka T., Ogata Y. e.a.** LBB evaluation for a typical japanise primary loop by using the U.S. NRC aproved methods. См. [4].
82. **Faidy C.** LBB application in french PWR plants under operation. См. [4].
83. **The pipe break task group «Evaluation of Protection for Pipe Breaks», NUREG 1061, Vol. 3, U.S. NRC, Washington, 1994.**
84. **Bouchard P.I.** Practical application of R6 LBB procedure. См. [4].
85. **Roussel G.** Additional requirements for the application to primary coolant piping in Belgium. См. [4].
86. **Björk K.O., Ekström P., Kornfeld H.** LBB application in swedish BWR design. См. [4].
87. **Yang K.M. e.a.** LBB evaluation for main steam piping system made of SA 106 Gr. C. См. [4].
88. **Yu Y.I. e.a.** Application LBB to a nozzle-pipe interfase. См. [4].
89. **Cattopadhyay I. e.a.** A LBB strategy for primary heat transport piping of 500 Mwe Indian PHWR. См. [4].
90. **Zdarek I., Pečinka L.** Application of the LBB concept to the NPP,s with WWER-440 and WWER-1000 reactors. См. [4].
91. **LBB application for NPP Kosloduy. Report of Siemens. 1993.**
92. **Wei J.** LBB research status in China. См. [4].
93. **Orynyak J.V., Torop V.M.** The LBB applicability in decision support system «Strenght». См. [4].

94. **Siliukas A.** The criterion of fracture in the case of the leak of the pressure vessel. См. [4].
95. **Brust F.W.** A combined numerical/experimental study of ductile crack growth after a large unloading, using T^* , J and CTOA criterion//Eng. Fract. Mech. 1986. Vol. 23, N 3. P. 537—550.
96. **ГОСТ 25.506-85.** Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.
97. **Махутов Н.А.** Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкции на прочность. М.: Машиностроение, 1981.
98. **R/H/R6** — Revision 3. Assessment of the integrity of structures containing defects. Nuclear Electric Maintained Document. April. 1994.
99. **Морозов Е.М., Партон В. З.** Механика упруго-пластического разрушения. М.: Наука, 1974.
100. **Махутов Н.А.** Сопротивление элементов конструкций хрупкому разрушению. М.: Машиностроение, 1973.
101. **Маркочев В.М., Кравченко И.О., Шамраев Ю.В.** Оценка прочности поврежденных элементов конструкции методом реальных элементов. Основа метода// Заводск. лаборатория. 1997, № 2, С. 44—51.
102. **Давиденко Н.Н., Титов В.Ф., Лукасевич Б.И., Гетман А.Ф.** Отраслевая программа по комплексному решению вопросов эксплуатации парогенераторов РУ типа ВВЭР// Международная конференция Материаловедческие проблемы при проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования АЭС . С.-Петербург. 7—14 июня 1998.
103. **Гетман А.Ф., Лукасевич Б.И., Титов В.Ф. и др.** Некоторые результаты исследования остаточного ресурса и безопасности эксплуатации парогенераторов действующих АЭС (на примере 2 блока Балаковской АЭС)// Международная конференция Материаловедческие проблемы при проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования АЭС. С.-Петербург, 7—14 июня 1998.
104. **Методика** расчета трубопроводов АЭУ в рамках концепции ТПР, М-ТПР-01-93, Технический документ НИКИЭТ и ОКБ «Гидропресс», 1993.

Концерн РОСЭНЕРГОАТОМ

Согласовано
Госатомнадзором РФ

Утверждено
концерном Росэнергоатом

**Технические требования к применению концепции
«Течь перед разрушением» для трубопроводов
действующих АЭС**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения
2. Определение фактического состояния трубопроводов
 - 2.1. Учет качества проектных работ
 - 2.2. Учет качества изготовления
 - 2.3. Учет индивидуальных особенностей трубопроводов
 - 2.4. Учет особенностей эксплуатации
 - 2.5. Оценка остаточного ресурса трубопровода
3. Требования к оценке трещиностойкости трубопроводов
 - 3.1. Требования к применяемым методам механики разрушения
 - 3.2. Требования к стабильности сквозных дефектов
4. Требования к контролю состояния трубопроводов в рамках концепции ТПР
 - 4.1. Требования контролепригодности трубопроводов
 - 4.2. Доказательство возможности исключения возникновения несквозных дефектов критических размеров
 - 4.3. Требования к средствам обнаружения течи
5. Требования к надежности трубопроводов (по критерию образования течи и разрушения)
6. Требования к действиям персонала АЭС в случае обнаружения течи
7. Оформление внедрения условий обеспечения безопасности, основанной на концепции ТПР

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

1.1. Настоящие требования регламентируют состав научно-исследовательских и технических работ, который необходимо провести для находящихся в эксплуатации реакторных установок (РУ) типа ВВЭР 440/230, которые были спроектированы без учета требований концепции «Течь перед разрушением» (ТПР).

1.2. КОНЦЕПЦИЯ БЕЗОПАСНОСТИ «ТЕЧЬ ПЕРЕД РАЗРУШЕНИЕМ» — система требований к проектно-конструкторским работам, технологии изготовления, характеристикам материала, условиям эксплуатации и техническому обслуживанию трубопроводов, выполнение которых обеспечивает эксплуатацию трубопровода без его внезапного разрыва или внезапного образования течи определенного расхода.

1.3. Если реактор спроектирован без учета требований концепции ТПР, то на стадии эксплуатации концепция может быть внедрена (при условии экономической эффективности) за счет:

- 1 — введения ограничений на режимы эксплуатации;
- 2 — введения дополнительных требований к контролю состояния трубопроводов;
- 3 — организации на АЭС контроля течей;
- 4 — введения особых условий гидроиспытаний.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. УЧЕТ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ

2.1.1. Должно быть проанализировано соответствие проведенных проектно-конструкторских работ, связанных с обоснованием безопасности трубопроводов, действовавшей на момент проектирования нормативной документации.

2.1.2. Необходимо проверить полноту и способ учета в проекте факторов, определенных в НТД, влияющих на безопасность эксплуатации трубопроводов.

2.1.3. Если существовавшая на момент проектирования нормативная документация по проектированию и изготовлению трубопроводов РУ отличается от той, которая существует на момент доказательства применимости концепции ТПР, то необходимо оценить эти различия и показать, что они не будут влиять на безопасность эксплуатации трубопроводов.

2.2. УЧЕТ КАЧЕСТВА ИЗГОТОВЛЕНИЯ

2.2.1. Необходимо проанализировать имеющиеся данные, характеризующие качество изготовления и монтажа трубопроводов и дать оценку их влияния на безопасность эксплуатации трубопроводов.

2.2.2. Следует проанализировать свойства материала, из которого изготавливаются трубопроводы, и материала сварных швов, оценить их характеристики с точки зрения склонности к хрупкому разрушению, к коррозии под напряжением и к межкристаллитной коррозии, стабильность структуры.

2.3. УЧЕТ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ

В процессе проектирования, изготовления, монтажа, эксплуатации, ремонта и реконструкции трубопроводов могут появиться особенности, которые необходимо проанализировать и учесть при доказательстве возможности применения концепции ТПР. Например отклонение от заданных геометрических размеров, несплошности в металле, допущенные специальным решением, заниженные коэффициенты запаса прочности, отклонение от номинальных режимов эксплуатации.

2.4. УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Должны быть проанализированы фактические условия эксплуатации трубопроводов, реализованные режимы, их количество, наличие аварий и не предусмотренные проектом режимы, а также другие факторы эксплуатации, которые могут оказать влияние на безопасность трубопроводов.

2.5. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА

С учетом данных п. 2.1—2.4. должен быть проведен расчет остаточного ресурса трубопровода, а все последующие расчеты по доказательству применимости концепции ТПР должны проводиться с учетом повреждаемости, достигнутой к рассматриваемому моменту эксплуатации.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОЦЕНКЕ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЯЕМЫМ МЕТОДАМ МЕХАНИКИ РАЗРУШЕНИЯ

Применяемые методы и критерии механики разрушения, а также характеристики трещиностойкости конструкционного материала должны быть теоретически и экспериментально обоснованы с учетом примененных марок материалов, конструкции трубопровода, условий эксплуатации.

Для интегральной оценки правильности использованных методов расчета трещиностойкости трубопроводов должны быть проведены испытания труб с трещинами, изготовленными из той же марки стали и по размерам, близким к натурным. Рекомендуемые методы расчета изложены в [1, 2].

3.2. ТРЕБОВАНИЯ К СТАБИЛЬНОСТИ СКВОЗНЫХ ДЕФЕКТОВ

Должно быть доказано, что принимаемые к рассмотрению сквозные дефекты (при доказательстве возможности применения концепции ТПР) могут в условиях эксплуатации стабильно существовать не менее 1 года. Расчет кинетики дефектов рекомендуется проводить в соответствии с [1, 2].

4. ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЮ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В РАМКАХ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ ТПР

4.1. ТРЕБОВАНИЯ КОНТРОЛЕПРИГОДНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопроводы, для которых доказывается применимость концепции ТПР, должны обладать 100%-ной контролепригодностью для визуального осмотра, дефектоскопического контроля принятыми на АЭС средствами и методами и возможностью контроля течей.

4.2. ДОКАЗАТЕЛЬСТВО ВОЗМОЖНОСТИ ИСКЛЮЧЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕСКВОЗНЫХ ДЕФЕКТОВ КРИТИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ

Доказательство производить в детерминистической постановке, если обосновано, что все трещины с размерами, равными критическим несквозным дефектам и более, выявляются методами дефектоскопического контроля с 100%-ной вероятностью. В противном случае вместе с детерминистическими методами должны использоваться статистические методы оценки выявляемости дефектов и критерии оценки надежности трубопроводов, указанные в разд. 5.

4.3. ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ

Течь через сквозной дефект с расходом теплоносителя $Q_{\text{факт}}$ должна надежно обнаруживаться в диапазоне:

$$[Q_{\min}] < Q_{\text{факт}} < [Q_{\max}],$$

где $[Q_{\min}]$ — минимальный фиксируемый расход течи теплоносителя; $[Q_{\max}]$ — максимальный фиксируемый расход теплоносителя, который должен надежно фиксироваться во время эксплуатации АЭС.

Величина $[Q_{\max}]$ является обязательной для контроля. Она определяется как меньшая из следующих величин:

$$[Q_{\max}] = \min \left\{ \begin{array}{l} \frac{Q_{\text{компенсации}}}{10}; \\ Q(l_{\text{кр}}/2); \\ Q(l_{\text{кр}} - \Delta l_N), \end{array} \right.$$

где $Q_{\text{компенсации}}$ — максимальный расход теплоносителя первого контура, который может быть компенсирован аварийными подпиточными насосами; $Q(l_{\text{кр}}/2)$ — течь, соответствующая трещине размером $(0,5l_{\text{кр}})$; $Q(l_{\text{кр}} - \Delta l_N)$ — течь через трещину $(l_{\text{кр}} - \Delta l_N)$, где $\Delta l_N = (l_{\text{кр}} - l_0)$ — подрост трещины от l_0 до $l_{\text{кр}}$ в течение 1 года; l_0 — дефект, который за год дорастет до критического размера.

Величина $[Q_{\min}]$ определяется чувствительностью метода контроля течи.

Рекомендуемые методы для контроля малых течей (1 л/ч):

измерение влажности пара;
камера с инфракрасным телевидением для контроля течи в виде пара;
камера обычного телевидения или перископы для контроля течи в виде воды и пара;
радиометрический контроль в боксе.

Рекомендуемые методы для контроля средних течей (200 л/ч):

контроль по радиоактивным аэрозолям;
контроль методом шумовой диагностики;
контроль с помощью микрофонов;

визуальный контроль с помощью телекамер или перископов.

Рекомендуемые методы для контроля больших течей (1000 л/ч):

контроль воды в специальных колодцах для улавливания вытекшего теплоносителя;

контроль с помощью микрофонов;
контроль методами шумовой диагностики;
измерение влажности пара;
радиометрический контроль в боксе.

Обязательно применение не менее двух систем контроля течи.

5. ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ (ПО КРИТЕРИЮ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕЧИ И РАЗРУШЕНИЯ)

5.1. События, связанные с внезапным образованием течи недопустимых размеров или разрывом трубопровода, должны быть исключены из практики эксплуатации. Вероятность такого события не должна превышать 10^{-6} (реактор · год) $^{-1}$.

5.2. При определении вероятностей течи и разрушения трубопровода должны учитываться все возможные механизмы подрастания дефекта (усталостный, коррозионные, вследствие наводо-раживания, гидроудара и т. п.).

5.3 Если течь через трещину $l_{кр}$ вызывает реактивную силу, приводящую к увеличению общих мембранных или общих изгибных напряжений не более, чем на 5%, то доказательство прочности трубопровода при наличии в нем течи не производится.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ДЕЙСТВИЯМ ПЕРСОНАЛА АЭС В СЛУЧАЕ ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ

При введении в действие условий обеспечения безопасности на основе концепции ТПР на АЭС должна быть разработана ин-

струкция для персонала и проведена его аттестация в установленном порядке.

7. ОФОРМЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОСНОВАННОЙ НА КОНЦЕПЦИИ ТПР

При внедрении условий обеспечения безопасности, основанной на концепции ТПР на конкретном блоке (блоках) АЭС, оформляются на основании представляемых обосновывающих материалов, расчетов и эксплуатационной документации по п. 1-6 настоящих технических требований решением эксплуатирующей организации, одобренным Госатомнадзором России.

От НТЦ ГАН
Н.И.Карпунин

От ВНИИАЭС
А.Ф.Гетман

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Течь — выход теплоносителя за пределы циркуляционного контура через дефект, образовавшийся в трубопроводе в процессе эксплуатации.

Дефект — недопустимое отклонение от требований НТД.

Критический размер дефекта — размер дефекта, при котором происходит его быстрый неконтролируемый рост. Протяженность сквозного дефекта критического размера обозначается $l_{кр}$.

Несквозной дефект критического размера — дефект критического размера, не приводящий к течи.

Допустимый размер дефекта — размер дефекта, при котором возможна безопасная работа трубопровода на период предстоящей эксплуатации.

Список литературы

1. **Методика** определения допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС. ВНИИАЭС, НИКИЭТ, М-02-91. 1991.
2. **Методика** расчета трубопроводов АЭС в рамках концепции «Течь перед разрушением». НИКИЭТ, ОКБ ГП. М-ТПР-01-93. 1993.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие директора по ядерной безопасности концерна Росэнергоатом Б. В. Антонова.....	3
Предисловие чл.-корр. РАН Н.А. Махутова	5
Принятые сокращения	6
Введение	7

Глава 1. Теоретические основы концепции ТПР.....13

1.1. Основные понятия и принципы	13
1.2. Место концепции ТПР в системе обеспечения безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления АЭС	20
1.3. Особенности работ по применению концепции ТПР на стадиях проектирования и эксплуатации.....	24
1.4. Методы расчета критических размеров сквозных трещин	25
1.5. Методика учета подрастания трещин	34
1.6. Методы определения раскрытия трещин	37
1.7. Методы определения интенсивности истечения через сквозные трещины	42
1.8. Методы контроля течи	51
1.9. Коэффициенты запаса безопасности, применяемые в рамках концепции ТПР, и последовательность расчетов	52
1.10. Недостатки классического подхода к проблеме обеспечения безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР	55
1.11. Системный подход к применению концепции ТПР на стадии эксплуатации АЭС.....	55
1.11.1. Концепция предупреждения разрывов трубопроводов и фундаментальная концепция безопасности ядерных реакторов	56
1.11.2. Система безопасности ТПР (СБ ТПР) и ее системные свойства	62
1.12. Методы определения вероятности возникновения течи и разрушения	65
1.13. Требования к дефектоскопическому контролю	77
1.14. Критерии безопасности и основные этапы выполнения работ	89

Глава 2. Опыт исследований и практической реализации систем безопасности ТПР на ГЦТ действующих блоков Нововоронежской и Кольской АЭС

2.1. Реакторы ВВЭР-440 первого поколения	92
2.2. Оценка фактического состояния металла ГЦТ.....	98
2.3. Исследование старения стали типа 08X18H10T в условиях реакторов ВВЭР-440.....	115
2.4. Дефекты в трубопроводах, выявленные на АЭС	121
2.5. Режимы эксплуатации, напряжения и остаточный ресурс.....	124
2.6. Экспериментальные исследования трещиностойкости при циклическом нагружении в воде рабочих параметров	128
2.7. Исследование влияния старения в условиях эксплуатации (100 тыс.ч.) на статическую и циклическую трещиностойкость	144
2.8. Испытания натурных образцов труб до разрушения	161
2.9. Определение критических размеров сквозных трещин	172
2.10. Методы контроля течей на Нововоронежской и Кольской АЭС	180

2.10.1. Контроль течей по влажности	180
2.10.2. Контроль течей аппаратурой радиационного контроля.....	181
2.10.3. Характеристика и краткое описание системы контроля течи ALUS	185
2.11. Оценка достаточности чувствительности систем контроля течи	189
2.12. Оценка достоверности неразрушающего контроля	190
2.13. Анализ вероятностей образования течей или разрыва трубопровода во время эксплуатации.....	199
2.14. О возможности обеспечения абсолютной надежности ГЦТ реакторов ВВЭР-440 по критерию сопротивления разрыву	203
2.15. Особенности реализации системы безопасности ТПР на НВАЭС и КолАЭС.....	205
Глава 3. Некоторые вопросы, связанные с применением концепции ТПР	208
3.1. Обеспечение безопасности ТОТ ПГ реакторных установок типа ВВЭР с использованием концепции ТПР*.....	208
3.2. Землетрясения и концепция ТПР	231
3.3. О возможности применения концепции ТПР для сосудов и трубопроводов давления, имеющих плакировку.....	232
3.4. Обеспечение безопасности эксплуатации на основе концепции ТПР на зарубежных АЭС.....	234
3.5. Об оптимизации работ по повышению безопасности сосудов и трубопроводов АЭС, находящихся в эксплуатации.....	238
Список литературы.....	241
Приложение	248

«Leak Before Break» Safety Concept for NPP Pressure Vessels and Piping. Energoatomizdat. M., 1999

The book summarizes theoretical and experimental results of research efforts as well as the practical experience with the application of the «leak before break» (LBB) concept to ensure safety of nuclear power plant (NPP) pressure vessels and piping in Russia and elsewhere.

The book addresses the methodology and techniques of implementing LBB concept in the USA, FRG (pipe break prevention concept) and in other countries which are the examples of the application of LBB concept in the classical treatment of the problem that had been formulated by Irvine. Also described is a more efficient technology of developing a safety system to prevent pipe breaks created by the authors on the basis of systems approach. Examples of implementing such systems at Kola and Novovoronezh NPPs are given.

The book is intended for research and technical staff, engineers and administrators working in the area of safe operation of pressure vessels and piping. It could also be useful to the students of appropriate specialities.

The book has been written by A.F. Getman with contributions by V.G. Vasiliev, V.Yu. Goltsev, N.N. Davidenko, Yu.G. Dragunov, V.J. Lukasevich, V.F. Loskutov, E.I. Mamayeva, V.M. Markochev, Ye.M. Morozov, V.F. Pogoreliy, Yu.N. Pytkin, V.T. Sapunov, A.V. Sudakov, N.F. Shemyatovskaya.

CONTENTS

Foreword by B.V. Antonov, Director for Nuclear Safety of the Rosenergoatom utility.....	3
Foreword by N.A. Makhutov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences.....	5
Introduction	7
Chapter 1. Theoretical Bases of LBB Concept	
1.1. Basic notions and principles	13
1.2. The role of the LBB concept in the system of ensuring safe operation of NPP pressure vessels and piping.....	20
1.3. Peculiarities of the efforts to apply the LBB concept at the stages of design and operation.....	24
1.4. Methods for calculating critical sizes of through-wall cracks	25
1.5. Methodology for considering the effect of crack growth.....	34
1.6. Methods to determine crack opening	37
1.7. Methods for estimating leak rates from the through-wall cracks....	42
1.8. Leak monitoring/detection techniques.....	51
1.9. Safety margin coefficients used in the frame of the LBB concept and calculation sequence.....	52
1.10. Deficiencies in the classical approach to the problem of ensuring safe operation on the basis of the LBB concept	55
1.11. Systems approach to the problem of the application of the LBB concept at the stage of operation.....	55
1.11.1. The concept of pipe break prevention and the fundamental concept of nuclear reactor safety	56
1.11.2. LBB safety system and its inherent features.....	62
1.12. Methods to determine the probability of leak and fracture occurrence	65
1.13. Flaw detection requirements in the frame of the LBB concept ...	77
1.14. Safety criteria and major steps of work performance.....	89
Chapter 2. Experience with Research and Practical Implementation of the LBB Safety Systems in the Main Coolant Pipelines of the Operating Units of Kola and Novovoronezh NPPs	
2.1. VVER-440 reactors of the first generation	92
2.2. Evaluation of the actual status of metal of main coolant lines of NV NPP Units 3, 4 and Kola NPP Units 1, 2.....	98
2.3. Research into the ageing processes of the 08Kh18N10T type steel in NPP reactors.....	115
2.4. Piping defects detected at NPPs.....	121
2.5. Operation regimes, stresses and residual lifetime.....	124
2.6. Experimental research into the fracture toughness of the	

08Kh18N10T type steel during the cyclic loading in the water of high parameters.....	128
2.7. Research into the impact of in-service ageing on the static and cyclic fracture toughness of the 08Kh18N10T type steel.....	144
2.8. Testing of the life-size pipe specimens up to the fracture	161
2.9. Determination of the critical sizes of cracks in the 500 mm NB and 200 mm NB main coolant piping	172
2.10. Methods for leak monitoring at NV NPP and Kola NPP	180
2.10.1. Humidity-based leak detection	180
2.10.2. Leak detection using the radiation monitoring hardware ..	181
2.10.3. Characteristic and brief description of the ALUS leak detection system.....	185
2.11. Evaluation of the sensitivity level of the leak detection systems..	189
2.12. Assessment of the validity of non-destructive examination.....	190
2.13. Assessment of the probability of leaks or pipe breaks during operation.....	199
2.14. On the possibility of ensuring the absolute reliability of VVER-440 reactor main coolant lines based on the break resistance criterion.....	203
2.15. Peculiarities of applying the LBB concept at NV NPP Units 3, 4 and Kola NPP Units 1, 2	205

Chapter 3. Some Issues Related to the Application of the LBB Concept

3.1. Ensuring safety of VVER reactor steam generator tubes based on the LBB concept.....	208
3.2. Earthquakes and ensuring safe operation on the basis of the LBB concept.....	231
3.3. On the possibility of applying the LBB concept for the clad pressure vessels and piping	232
3.4. Ensuring safe operation on the basis of the LBB concept at Western NPPs	234
3.5. On the optimization of efforts to improve safety of pressure vessels and piping of the operating reactors.....	238

References

Appendix

Научное издание

Гетман Александр Федорович

**Концепция безопасности «течь перед разрушением»
для сосудов и трубопроводов давления АЭС**

**Редактор М.А. Невражина
Компьютерная верстка
ЛР № 010256 от 07.07.97.**

**Подписано в печать с оригинал-макета 7.06.99. Формат 60х90/16.
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,4.
Уч.-изд. л. 16,5. Тираж 500 экз. Заказ № 444т.**